

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Impacto da Produção em Regime Especial nos Preços de Mercado

Luís Filipe Paulino Afonso

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva

22 de Julho de 2012

Resumo

De acordo com a tendência mundial de reestruturação dos vários setores de serviços de índole social, o setor de eletricidade não fugiu à regra e tem vindo a sofrer várias alterações e reestruturações. A nível europeu foram criados alguns mercados regionais de energia, sendo o MIBEL, que engloba os mercados de eletricidade Português e Espanhol, um destes mercados.

Consequentemente, com a aposta crescente em energias renováveis, como a energia eólica no nosso país, a produção em regime especial possui um peso considerável na produção de energia e na satisfação do consumo em Portugal. Assim, torna-se importante o estudo do impacto que este tipo de produção de energia elétrica tem no mercado e nos respetivos preços. De salientar, que a PRE possui prioridade no despacho, pelo que pressiona o preço de fecho de mercado na sua descida e sendo posteriormente remunerada a preços fixados a nível governamental.

O trabalho apresentado neste documento resulta da colaboração entre a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e da EDP Produção, e teve como principal objetivo o estudo do impacto da produção em regime especial nos preços de mercado do polo português do MIBEL. Desta forma, foi desenvolvida uma aplicação computacional desenvolvida em Visual Basic, capaz de estimar os preços de mercado, hora a hora, que resultariam da inexistência de energia de fontes de PRE. Foram efetuadas diversas análises adicionais, como a estimativa do impacto tarifário que os sobrecustos da PRE provocam no sistema elétrico português e a estimativa do impacto da potência instalada em parques eólicos.

Palavras-chave: MIBEL; Mercados de Eletricidade; Produção em Regime Especial; Preços de Mercado

Abstract

According to the world trend of restructuring of the various sectors of social services, the electricity sector was no exception and has been through several changes and restructurings. At the European level were created some regional energy markets, being MIBEL, encompassing the Portuguese and Spanish electricity markets, one of those markets.

Consequently, with the growing investment in renewable energy, such as wind power in our country, PRE has a considerable share in electricity generation and consumption satisfaction in Portugal. Thus, it becomes important to study the impact of this kind of energy production on the market and in its respective prices. Noteworthy, that PRE has priority on the dispatch, whereby presses the closing price market in its descent and are subsequently paid according to government-fixed prices.

The work presented in this thesis resulted of a collaboration between the Faculty of Engineering of Porto University and EDP Produção and aimed to study the impact of special regime generation in market prices of the Portuguese pole of MIBEL. Therefore, it was developed a computer application in Visual Basic capable of estimating the market prices, hour by hour, which result from the elimination of PRE energy sources. Some additional analysis were performed, as the estimation of the impact that the feedin tariffs of PRE originate on the Portuguese electrical system and the impact of the wind farms installed power.

Keywords: MIBEL; Electricity Markets; Special Regime Generation; Market Prices

Agradecimentos

Gostaria de começar os agradecimentos com um especial obrigado aos meus pais, irmã, restantes familiares e amigos por tudo o que representam a nível emocional e pelo apoio, carinho e estímulo em mim empregues.

À EDP Produção, especialmente aos Engenheiros Vergílio Medes e José Carlos Sousa pela disponibilidade, simpatia e todo o apoio prestados em auxílio a qualquer dúvida e necessidade existente no decorrer do trabalho.

Por último, e o mais sentido, um especial agradecimento ao Prof. Dr. João Tomé Saraiva pela sua excelência, cooperação, compreensão, apoio, dedicação, disponibilidade e paciência constantes, tornando possível a realização deste trabalho.

Luís Afonso

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento e Objetivos	1
1.2	Estrutura do Documento	1
2	Mercados de Eletricidade	3
2.1	O setor elétrico no passado	3
2.2	Novos modelos e razões para a mudança	4
2.2.1	Razões para a mudança	4
2.2.2	Modelo desagregado	5
2.2.3	Modelo em <i>Pool</i>	7
2.2.4	Contratos Bilaterais	9
2.2.5	Modelos Mistos	11
2.3	Diretivas Europeias	12
3	Mercado Ibérico de Eletricidade	15
3.1	Setor Elétrico Português	15
3.1.1	Aspetos Gerais	15
3.1.2	O Sistema Elétrico Português	16
3.2	Setor Elétrico Espanhol	19
3.2.1	Aspetos Gerais	19
3.2.2	Organização do Setor Elétrico Espanhol	20
3.3	MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade	22
3.3.1	Aspetos Gerais	22
3.3.2	Organização e Estrutura do MIBEL	24
3.3.3	OMIP	25
3.3.4	OMIE	25
3.3.5	Interligações	29
3.4	Integração da PRE no SEP	30
3.4.1	Sistema Tarifário do SEP	30
3.4.2	A PRE no Mercado Centralizado	32
4	Metodologia e Exemplos Ilustrativos	33
4.1	Metodologia	33
4.2	Ilustração	37
4.3	Estimativa do Impacto Tarifário	39
4.4	Impacto da Potência Instalada em Parques Eólicos	40

5	Resultados dos Estudos Realizados	43
5.1	Estimativa dos Preços Marginais com Ausência da PRE e Estimativa do Impacto Tarifário	43
5.2	Análise dos Resultados	55
5.2.1	Análise dos Resultados – Resultados Gerais	55
5.2.2	Análise dos Resultados – Estimativa do Impacto Tarifário	58
5.3	Resultados - Impacto da Potência Instalada em Parques Eólicos	60
6	Conclusões	61
6.1	Considerações Finais	61
6.2	Trabalhos Futuros	62
	Referências	65

Lista de Figuras

2.1	Estrutura verticalmente integrada no setor elétrico [1].	4
2.2	Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].	6
2.3	Funcionamento do <i>Pool</i> simétrico [1].	8
2.4	Funcionamento de um <i>Pool</i> simétrico ideal [1].	9
2.5	Representação gráfica de um contrato às diferenças [1].	11
2.6	Modelo misto de exploração do setor elétrico [1].	12
3.1	Estrutura do Sistema Elétrico Nacional após pacote legislativo de 1995 [8]. . . .	16
3.2	Organização geral do SEN, conforme estabelecida no Decreto-Lei nº 29/2006 [9].	17
3.3	Esquema simplificado da estrutura atual SEN [11].	19
3.4	Sequência cronológica de eventos relevantes para a formação do MIBEL [2]. . .	23
3.5	Esquema organizativo do Operador de Mercado Ibérico [5].	24
3.6	Ilustração do mecanismo de <i>Market Splitting</i> [19].	26
3.7	Exemplo do resultado do mercado diário para a hora 12 do dia 3 de Março de 2013 [20].	27
3.8	Cronologia e caraterísticas das várias sessões intradiárias [21].	28
3.9	Cronologia de funcionamento do MIBEL [22].	29
3.10	Evolução das interligações do MIBEL [23].	30
3.11	Atividades e tarifas reguladas do SEP [26].	31
3.12	Impacto teórico da eliminação da PRE no Mercado Diário.	32
4.1	Excerto do ficheiro contendo informação relativa às propostas de compra e venda do mercado diário para a hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012.	34
4.2	Fluxograma sucinto do processo de cálculo dos novos preços de fecho de mercado, para avaliar o impacto da PRE nos preços de mercado.	35
4.3	Curvas agregadas de compra e venda após retirar a PRE Eólica, hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012.	37
4.4	Curvas agregadas de compra e venda após retirar a PRE Cogeração, hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012.	37
4.5	Curvas agregadas de compra e venda após retirar toda a PRE, hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012.	38
4.6	Resultado do Mercado Diário para a hora 1 do dia 14 de dezembro [20].	38
4.7	Diagrama de cargas médio da PRE Eólica para o ano de 2012. [27].	40
5.1	Curvas das ofertas de compra e venda para a hora 1 do dia 28 março de 2012 com PRE e sem PRE.	55
5.2	Curvas das ofertas de compra e venda para a hora 2 do dia 28 março de 2012 com PRE e sem PRE.	55

5.3	Rácio entre a diferença de preço sem e com PRE e a energia retirada correspondente à PRE para os valores presentes na Tabela 5.6.	56
5.4	Rácio entre a diferença de preço sem e com PRE e a energia retirada correspondente à PRE para os valores médios diários presentes na Tabela 5.10.	57
5.5	Diagrama do consumo total para o dia 14 de dezembro de 2012 [29].	58
5.6	Diagrama da PRE para o dia 14 de dezembro de 2012 [29].	58
5.7	Despacho da hora 3 do dia 14 de dezembro de 2012.	59

Lista de Tabelas

4.1	Energia associada à PRE em relação à hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012. . .	39
4.2	Resultados do Mercado Diário e novos resultados retirando a PRE, na hora 1 do dia 14 de Dezembro de 2012 (preços em €/MWh e energia em MWh).	39
5.1	Resultados para o dia 01 de abril de 2012.	45
5.2	Resultados para o dia 14 de dezembro de 2012.	46
5.3	Resultados para o dia 25 de março de 2012.	47
5.4	Resultados para o dia 26 de março de 2012.	48
5.5	Resultados para o dia 27 de março de 2012.	49
5.6	Resultados para o dia 28 de março de 2012.	50
5.7	Resultados para o dia 29 de março de 2012.	51
5.8	Resultados para o dia 30 de março de 2012.	52
5.9	Resultados para o dia 31 de março de 2012.	53
5.10	Valores médios diários dos resultados apresentados nas Tabelas 5.1 a 5.9. . . .	54
5.11	Potência instalada necessária para reduzir o preço de mercado em 1 €/MWh. . .	60

Abreviaturas e Símbolos

AT	Alta Tensão
ACER	Agência para a Cooperação dos Reguladores do setor Energético
BT	Baixa Tensão
C	Comercialização
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CB	Contratos Bilaterais
CE	Conselho Europeu
CESUR	<i>Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso</i>
CMEC	Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual
CML	Cientes Mercado Liberalizado
CMR	Cientes Mercado Regulado
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CL	Comercializador Liberalizado
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGGE	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IF	Intermediação Financeira
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MC	Mercado Centralizado
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIE	Mercado Interno de Eletricidade
ML	Mercado Liberalizado
MLE	<i>Marco Legal y Estable</i>
MO	Mercado Organizado
MR	Mercado Regulado
MT	Média Tensão
LOSEN	<i>Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional</i>
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIE	Operador do Mercado Ibérico - Polo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico - Polo Português
P	Produção
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
RD	Rede de Distribuição
REE	<i>Red Electrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte

RT	Rede de Transporte
SA	Serviços Auxiliares
SECE	Serviço de Estatística das Comunidades Europeias
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UE	União Europeia
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Objetivos

O trabalho da presente dissertação foi efetuado no âmbito da conclusão do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores e foi realizado com o apoio da EDP Produção. O tema alvo neste trabalho é o Impacto da Produção em Regime Especial nos Preços de Mercado.

O tema insere-se na área de especialização em Mercados de Energia, permitindo analisar e compreender o funcionamento do mercado de eletricidade português, que neste caso é o MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade.

O elevado crescimento da produção de energia em regime especial, devido a políticas governamentais, como a fonte de energia renovável eólica, possui uma elevada contribuição para o diagrama de cargas e para a potência instalada. A produção de energia por parte das PRE perfaz cerca de 30% de toda a energia produzida no nosso país pelo que é relevante estudar qual o impacto que estas fontes de energia têm no preço de mercado. Este tipo de produção de energia possui condições especiais de participação no mercado, influenciando ativamente o preço final da energia consumida por todos nós.

O objetivo principal deste trabalho consistiu no cálculo dos novos preços de mercado para o polo português que existiriam caso não estivesse presente a energia de fontes de PRE. Para isso foi necessário desenvolver uma aplicação computacional que permitisse efetuar este cálculo para algumas horas do mercado diário. Além deste objetivo, foram traçados alguns objetivos secundários relativos à estimação do impacto da PRE discriminando a PRE eólica e a PRE cogeração, estimar o impacto tarifário da PRE em Portugal e estimar a redução de preço de mercado por aumento da potência instalada em parques eólicos em Portugal.

1.2 Estrutura do Documento

Este documento encontra-se dividido em seis Capítulos. No presente Capítulo, Capítulo 1, são apresentados o enquadramento, motivação e objetivos. É também apresentada a estrutura de cada um dos Capítulos do documento.

No Capítulo 2 – Mercados de Eletricidade, é abordada a evolução histórica, a reestruturação e as razões para a mudança no setor elétrico. Os novos modelos do setor elétrico e dos mercados de eletricidade são também alvo neste Capítulo. Por fim, é descrita a importância da União Europeia na reestruturação focando as várias diretivas europeias com esse fim.

No Capítulo 3 – Mercado Ibérico de Eletricidade, é inicialmente descrito o sistema elétrico português e o sistema elétrico espanhol referindo a evolução histórica de cada um até à organização atual. De seguida, é abordado o processo de criação do MIBEL e os seus objetivos, descrevendo também a organização e funcionamento atual deste mercado. Por fim, é apresentada a condição especial de integração da PRE no sistema elétrico português.

No Capítulo 4 – Metodologia e Exemplos Ilustrativos, é apresentada a metodologia desenvolvida para a aplicação computacional que permite estimar os novos preços de mercado e é realizada a ilustração da sua utilização. São ainda descritos todos os passos de processo de cálculo por forma a obter a estimativa do impacto tarifário e o impacto da potência instalada em parques eólicos.

No Capítulo 5 – Resultados dos Estudos Realizados, são apresentados todos os resultados provenientes da aplicação do conteúdo presente no Capítulo 4. São apresentados os resultados para a estimativa dos preços de mercado com ausência de PRE, para a estimativa do impacto tarifário e para o impacto da potência instalada em parques eólicos. É ainda feita a análise dos resultados obtidos.

No Capítulo 6 – Conclusões, são apresentadas as conclusões retiradas das estimativas efetuadas e da respetiva análise, bem como trabalhos futuros a efetuar para a possível continuação deste trabalho.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1 O setor elétrico no passado

O setor elétrico e toda a sua estrutura sofreu várias transformações desde o seu início (final século XIX) até aos dias de hoje. Como em qualquer indústria ou atividade, na fase inicial o setor elétrico era composto por várias redes de potência e extensão diminutas, devido à pequena procura (carga) e tecnologias menos avançadas. Com o avançar dos tempos e com a afirmação do setor elétrico no quotidiano dos seres humanos, a potência de carga aumentou provocando inovações tecnológicas e o crescimento da extensão geográfica das redes. A distância entre os aproveitamentos hidroelétricos e os centros de consumo originou o desenvolvimento de redes de transporte mais alargadas e de níveis de tensão mais elevados, o que originou a passagem a sistemas elétricos de dimensões maiores abrangendo praticamente o território de um país. Com a evolução dos tempos e da necessidade de condições de segurança, estabilidade e fiabilidade maiores, sistemas elétricos nacionais foram-se interligando [1].

A estrutura do setor elétrico apresentava diferenças entre países. Porém qualquer que seja o modelo de propriedade, público ou privado, identificam-se duas vertentes na organização do setor elétrico [1]:

- Empresas com estrutura verticalmente integrada, em que estas empresas integravam todas as áreas desde a produção até à entrega de energia ao cliente final. Ou seja, dedicavam-se à produção, transporte e distribuição de energia elétrica;
- Diversas empresas em atuação no mesmo país, porém com áreas concessionadas atribuídas a cada uma delas, pelo que não existia competição.

Em Portugal até 1975 o setor era composto por concessões atribuídas a entidades privadas, aquando da nacionalização e integração vertical da EDP.

A Figura 2.1 ilustra a estrutura verticalmente integrada e torna perceptível a posição dominante e central da empresa no setor. Com este tipo de organização, os consumidores estavam impossibilitados de optar por uma entidade para se relacionarem ao nível comercial e técnico. O preço final era determinado por processos de regulação tarifária pouco claros, devido à fronteira mal definida

entre regulador e entidade regulada, o que originava que o setor elétrico assumisse o papel de elemento amortecedor em períodos de crise económica [1].

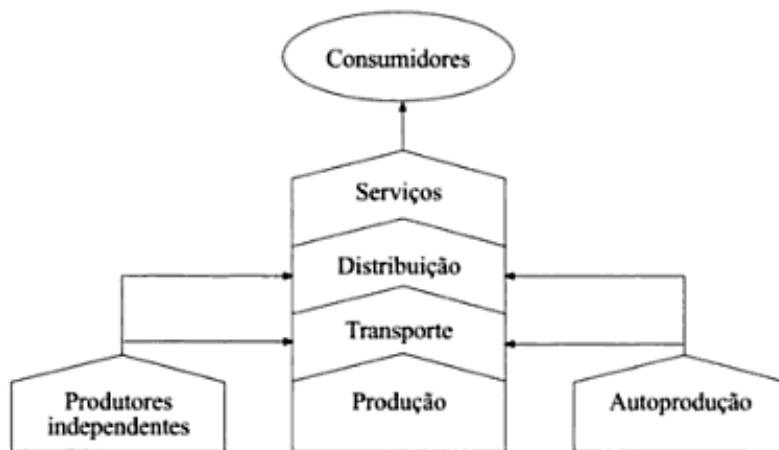


Figura 2.1: Estrutura verticalmente integrada no setor elétrico [1].

O ambiente económico estável que existiu até ao primeiro choque petrolífero dos anos 70, o elevado crescimento anual da carga, rondando valores entre 7 e 10%, e a fácil previsão de potência de carga inerente facilitou as tarefas de planeamento e expansão das estruturas centralizadas. Devido à inexistência de risco e incerteza nesta época ocorria com frequência a construção sobre-dimensionada não justificável, originando economias de escala, principais causadores dos custos ociosos presentes na transição para o mercado [1].

2.2 Novos modelos e razões para a mudança

2.2.1 Razões para a mudança

Como já mencionado, o ambiente económico até ao primeiro choque petrolífero apresentava-se estável e com baixos riscos, o qual se alterou muito rapidamente. Formaram-se conjunturas económicas com taxas de juro e inflação elevadas, o que originou um ambiente económico volátil, que se refletiu também na crescente volatilidade no consumo de energia. Devido à elevada preponderância do petróleo na produção de energia e à conjuntura da economia, foram-se adotando em muitos países políticas de diversificação e de redução de consumos de energia [1].

Posteriormente, na década de 80, surgiram as desregulações e liberalizações de serviços de índole social, tal como o setor elétrico, bem como serviços e atividades como a indústria aérea, redes fixas de telecomunicações, redes moveis, e a distribuição de gás. Como consequência, o número de agentes nestes setores aumentou, o que permitiu aumentar a competição e permitiu ao cliente a escolha do fornecedor do serviço. Porém, o setor elétrico mundial, à exceção do Chile, resistiu

a esta tendência até ao governo de Margareth Thatcher em 1990, que iniciou a reestruturação do setor elétrico em Inglaterra e Gales, o que despoletou uma tendência acelerada e generalizada neste processo a nível global. O processo de reestruturação intensificou-se devido a diversas razões[1]:

- A implementação de mecanismos de mercado decorreu da adoção de políticas regulatórias e de nova legislação, que em alguns casos, implicava a separação das companhias verticalmente integradas. Esta reestruturação permitiu promover a competição em diversos setores;
- As evoluções tecnológicas sentidas nos anos 80 e 90 a nível de telecomunicações e meios computacionais permitiram um aumento da automação, supervisão e controlo das redes elétricas em tempo real. Este desenvolvimento foi preponderante, pois a desverticalização permitia a utilização das redes elétricas por várias entidades;
- O gás natural passou a estar disponível, nas décadas de 80 e 90, em diversas áreas geográficas a preços atrativos. Além dos avanços tecnológicos nas construções de centrais de ciclo combinado, esta disponibilidade permitiu reduzir a duração de construção e custos associados ao investimento e, por conseguinte, diminuir os longos prazos de amortização destes investimentos;
- A consciência social inerente a este período, com a redução de aposta em centrais nucleares, aparecimento de centrais de menor dimensão e geograficamente mais distribuídas, que contribuíram para a implementação de legislação que promovesse a aposta em recursos de energia renovável, e a utilização eficiente e racional da energia.

Em Portugal, esta reestruturação iniciou-se em 1994/95 com a criação da Rede Elétrica Nacional, REN, como subsidiária da EDP, existindo assim uma primeira divisão de encargos, visto que a REN passou a ser a responsável pelo transporte de eletricidade. A liberalização do setor elétrico começou a ganhar mais contornos, com o pacote legislativo de 1995 e a aplicação dos princípios da Diretiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabeleceu as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Eletricidade. Mais tarde, a 14 de Novembro de 2001, foi assinado um protocolo entre o Governo Espanhol e Português para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade. No entanto, o arranque efetivo do Operador de Mercado comum só ocorreu a 1 de Julho de 2007. Deste protocolo resultaram alterações ao nível da legislação, assim como da regulação do setor elétrico, cuja responsabilidade está a cargo da ERSE [2].

2.2.2 Modelo desagregado

A reestruturação do setor elétrico incidiu na desverticalização das companhias verticalmente integradas, formando um modelo desagregado que proporciona a participação de vários agentes. As atividades mais fortemente afetadas com o *unbundling* são a produção (P), comercialização (C) e a intermediação financeira (IF), que se representam na Figura 2.2, pois estas atividades são as mais fortemente afetadas pela concorrência. A rede de distribuição (RD) situa-se a montante da comercialização sendo esta atividade geralmente exercida em monopólio regulado, pois trata-se

de um monopólio natural que permite obter benefícios ao utilizador final. A zona central deste novo modelo diz respeito a atividades anteriormente ligadas à atividade da rede de transporte, pelo que se detalham a seguir [1]:

- Contratos Bilaterais (CB) – estes contratos definem um relacionamento direto entre entidades produtoras e comercializadores ou clientes elegíveis. Estas entidades definem entre si os moldes do contrato, tendo como obrigação a comunicação destes contratos ao Operador de Sistema.
- Mercados Centralizados (MC) – são os responsáveis pelo despacho puramente económico para cada intervalo de tempo, geralmente intervalos de 30 minutos ou uma hora do dia seguinte. Onde os produtores, comercializadores e clientes elegíveis apresentam as propostas de compra ou venda. Estas propostas incluem a potência e valor mínimo a receber, ou valor máximo a pagar, caso seja uma proposta de venda ou compra, respetivamente.
- *Independent System Operator* (ISO) – entidade independente, tal com o nome indica, responsável pela coordenação técnica da exploração do sistema de transporte. O ISO é responsável pela viabilização técnica do despacho, atuando com os mercados centralizados, e recebendo a informação sobre os contratos bilaterais para esse efeito;
- Rede de Transporte (RT) – entidade ou entidades que detêm os ativos na atividade de transporte de energia elétrica e que, tal como a rede de distribuição, atua como monopólio natural e são remuneradas com base em tarifas por uso das redes. Pode ser também denominada como *Transmission System Operator* (TSO) caso detenha igualmente as funções de ISO, como é o caso da REN em Portugal.
- Serviços Auxiliares (SA) – são responsáveis pela manutenção das condições de segurança e são fornecidos por várias entidades. Os serviços auxiliares são vários, destacando-se reservas de produção de energia ativa e controlo de frequência, e o controlo de tensão e potência reativa. Podem ser alvo de contratação em mercados específicos, ou podem estar definidos níveis mínimos obrigatórios por parte das entidades que participam no mercado.

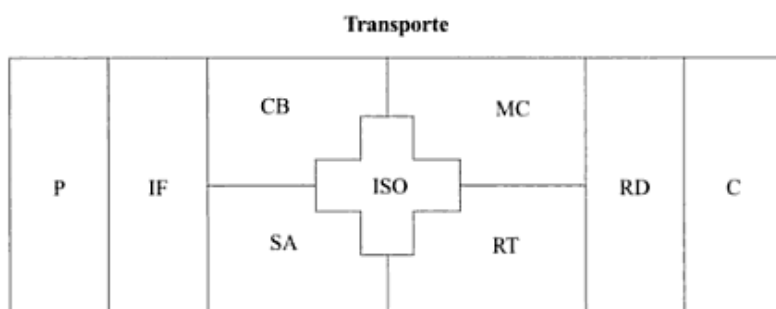


Figura 2.2: Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].

2.2.3 Modelo em *Pool*

O modelo em *Pool* insere-se nos mercados centralizados e que, como dito anteriormente, permite o relacionamento comercial entre empresas produtoras e comercializadores ou clientes elegíveis. Este tipo de mercados integram um horizonte temporal de curto prazo, normalmente no dia anterior ao qual se implementa o modelo, sendo conhecidos como *Day Ahead Markets* [1].

A este tipo de modelo associam-se mecanismos simétricos, assimétricos e modelos obrigatórios ou voluntários. Os mercados simétricos são os mais comuns, existindo a possibilidade de transmitir propostas de compra e venda. Nos mercados em pool assimétrico a carga é considerada inelástica pelo que existe a necessidade de alimentar a carga qualquer que seja o preço final do resultado dos mercados. Em relação aos modelos obrigatórios e voluntários, distinguem-se pela obrigação ou não de todas as entidades apresentarem as propostas ao mercado, pelo que se for um modelo em *Pool* obrigatório, torna qualquer outra forma de intermediação impossível (como os contratos bilaterais, que se irão discutir mais à frente), formando o mercado em *Pool* uma superentidade que interage com a totalidade de produção e da carga. Normalmente conhecida na literatura inglesa como *Single Buyer* [1].

Para a realização do modelo em *Pool* as entidades produtoras, comercializadores, entidades financeiras e consumidores elegíveis transmitem ao Operador de Mercado as propostas, sejam de venda ou de compra. Considerando um mercado operando com propostas simples, cada um dos responsáveis pelas propostas deve [1]:

- No caso de ser uma oferta de venda, identificar o nó de injeção, a quantidade máxima disponível de produção em cada período em que o mercado se estabelece e o preço marginal mínimo de venda pelo serviço prestado;
- No caso de ser uma oferta de compra, identificar o nó de absorção, a potência máxima pretendida e o intervalo de tempo a que diz respeito, e o preço máximo que está disposto a pagar pelo serviço.

De seguida, o Operador de Mercado organiza as propostas de compra e de venda, construindo curvas de oferta de venda e compra, para cada um dos intervalos, geralmente 24 ou 48, correspondendo a intervalos de tempo de uma hora ou de 30 minutos. A curva de venda é organizada por nível crescente dos preços de venda, enquanto a curva de compra é organizada por ordem decrescente dos preços respetivos. Assim, o ponto de intersecção das duas curvas estabelece o preço de mercado, também conhecido como *Market Clearing Price*, além da energia que corresponde à quantidade negociada, *Market Clearing Quantity*. Assim, todos os intervenientes que façam parte do despacho pagam ou recebem a energia ao preço determinado pelo *Market Clearing Price*. Desta forma é maximizada a função de benefício social que se representa graficamente na Figura 2.3, como a área entre as curvas de compra e venda, por um lado, e entre a quantidade nula e a Quantidade Negociada, por o outro [1].

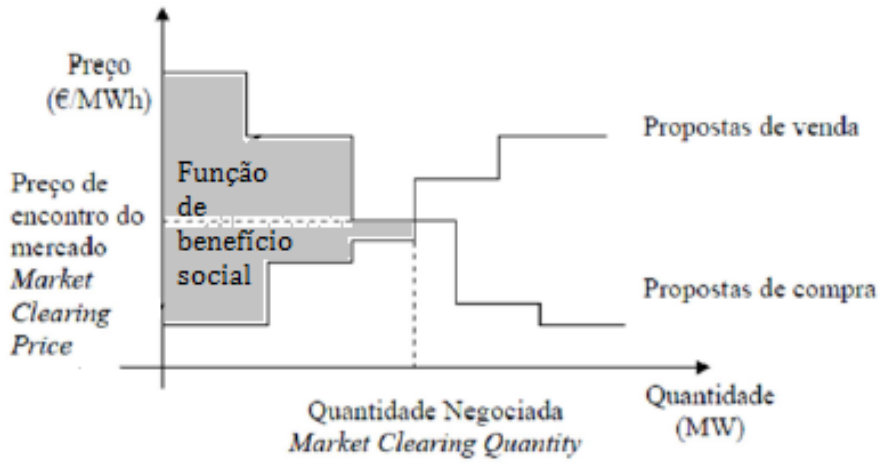


Figura 2.3: Funcionamento do *Pool* simétrico [1].

Matematicamente, este modelo é traduzido pela formulação (2.1) a (2.4) considerando propostas simples, tal como vai ser adotado no decorrer desta dissertação, pode ser descrita como:

$$\text{Máx } Z = \sum_{i=1}^{N_c} C_{C_i}^{of} \times P_{C_i} - \sum_{j=1}^{N_g} C_{G_j}^{of} \times P_{G_j} \quad (2.1)$$

$$\text{su } j : \quad \sum_{i=1}^{N_c} P_{C_i} = \sum_{j=1}^{N_g} P_{G_j} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{C_i} \leq P_{C_i}^{of} \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{G_j} \leq P_{G_j}^{of} \quad (2.4)$$

Nesta formulação:

- N_c representa o número total de ofertas de compra;
- N_g representa o número total de ofertas de venda;
- $C_{C_i}^{of}$ é o preço máximo que a carga i está disposta a pagar pela energia;
- $C_{G_j}^{of}$ é o preço mínimo que o gerador j está disposto a receber pela energia;
- P_{C_i} é a potência despachada à carga i ;
- P_{G_j} é a potência despachada ao gerador j ;
- $P_{C_i}^{of}$ é a potência máxima que a carga i está disposta a receber;
- $P_{G_j}^{of}$ é a potência máxima que o gerador j está disposto a fornecer.

Para que este modelo opere de uma forma tendencialmente ideal é necessário que se verifiquem alguns fatores:

- Elevado número de participantes nos segmentos de compra e de venda;

- Inexistência de concertação das propostas;
- Cada agente possua uma pequena parcela da produção ou da carga;
- Exista uma diferença não desprezável entre a capacidade de produção instalada e a potência de carga.

Assim, permite-se uma menor descontinuidade nas curvas de oferta e de venda e uma menor volatilidade no preço de encontro de mercado. O funcionamento de um *Pool* simétrico deste tipo está representado na Figura 2.4 [1].

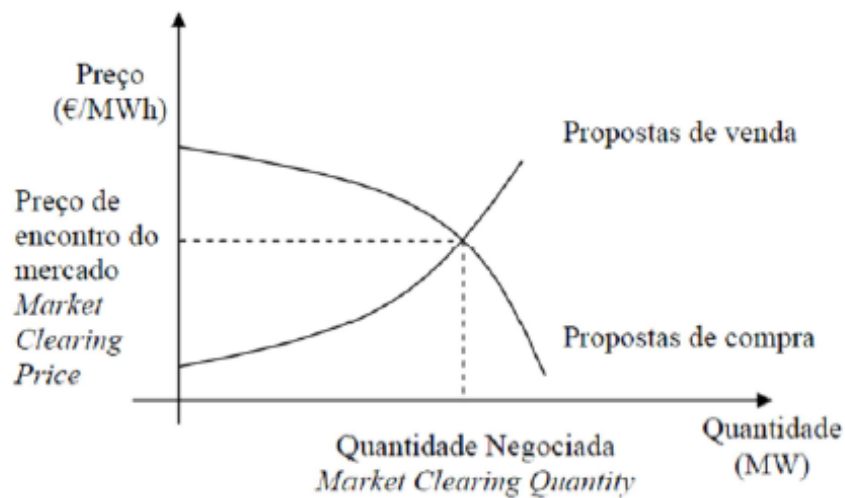


Figura 2.4: Funcionamento de um *Pool* simétrico ideal [1].

O modelo em *Pool* representa um leilão de preço marginal uniforme, em que o preço de mercado corresponde ao preço de mercado de curto prazo, que é determinado pelo custo marginal (preço oferecido) pela última unidade despachada e que ainda não está no seu limite de produção máximo. Sendo que todos os geradores recebem o preço de encontro de mercado, os geradores são incentivados a apostar nos seus custos marginais ao apresentar as propostas de venda, pois aumentam a possibilidade de serem despachados. Assim, é possível a todos menos ao último gerador cobrir a totalidade dos seus custos considerando a diferença entre o seu custo marginal e o preço de fecho de mercado. Caso os geradores fossem pagos ao preço incluído nas suas propostas, isto iria estimular que estes tentassem antecipar o preço de mercado e apostassem num preço ligeiramente inferior para serem despachados, o que está longe do funcionamento de mercado ideal [3].

2.2.4 Contratos Bilaterais

O modelo simétrico em *Pool* permite obter um despacho económico eficiente porém. No entanto, não permite identificar que entidades produtoras estão a alimentar as entidades compradoras. Isto advém do facto do *Pool* corresponder a um mercado anónimo e do carácter interligado dos sistemas eléctricos, dos trânsitos de potências e tensões necessitarem de respeitar as Leis de

Kirchoff. Esta impossibilidade de relacionamento direto entre entidades é solucionado pelos contratos bilaterais, que tentam responder de forma adequada ao risco inerente do funcionamento dos mercados a curto prazo e conferir às entidades consumidores uma capacidade real de eleger o fornecedor com o qual se pretendem relacionar [1]. De seguida descrevem-se mais detalhadamente dois conjuntos de contratos bilaterais, os contratos bilaterais físicos e os contratos de tipo financeiro.

2.2.4.1 Contratos Bilaterais Físicos

Este tipo de contratos permite estabelecer um relacionamento direto entre entidades produtoras e entidades consumidoras. Com prazos normalmente alongados, 1 ano ou mais, nos contratos bilaterais físicos são incluídas especificações sobre preço do serviço, condições de fornecimento como qualidade de serviço, indicação dos nós onde se efetua a injeção e absorção de potência e modulação da potência até à maturação do contrato [1].

O Operador do Sistema é o responsável pela viabilização técnica dos contratos existentes, pelo que a este apenas interessam informações de ordem técnica tais como os nós de injeção e de absorção e, a modulação da potência ao longo da vigência do contrato. O Operador de Sistema não possui qualquer necessidade de conhecer o preço da energia inerente a cada contrato estabelecido, elemento este que apenas diz respeito às entidades envolvidas no contrato [1].

2.2.4.2 Contratos de Tipo Financeiro - Às Diferenças, Futuros e Opções

Os contratos bilaterais físicos permitem o relacionamento direto entre entidades de produção e consumo. Os contratos de tipo financeiro tentam responder a um outro fator, à volatilidade e ao risco do funcionamento dos mercados de curto prazo.

Por outro lado, os mecanismos de índole puramente financeira permitem formar estratégias de *hedging*. Os contratos às diferenças, contratos de futuros e opções correspondem a uma progressiva financeirização do setor elétrico [1].

Sucintamente, nos contratos às diferenças estabelece-se um preço alvo, *Target Price*, entre as duas entidades que decidem [1]:

- Nos intervalos de tempo em que o preço alvo é superior ao preço de mercado a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença entre o preço de mercado e o preço alvo;
- Nos intervalos de tempo em que o preço de mercado é superior ao preço alvo a entidade produtora paga à entidade consumidora a diferença entre o preço de mercado e o preço alvo.

Este mecanismo de *hedging* tem um carácter puramente financeiro por forma a estabilizar os fluxos financeiros decorrentes da volatilidade dos preços de mercados obtidos nos já discutidos *Day-Ahead Markets*. A Figura 2.5 ilustra o funcionamento de um contrato às diferenças [1].

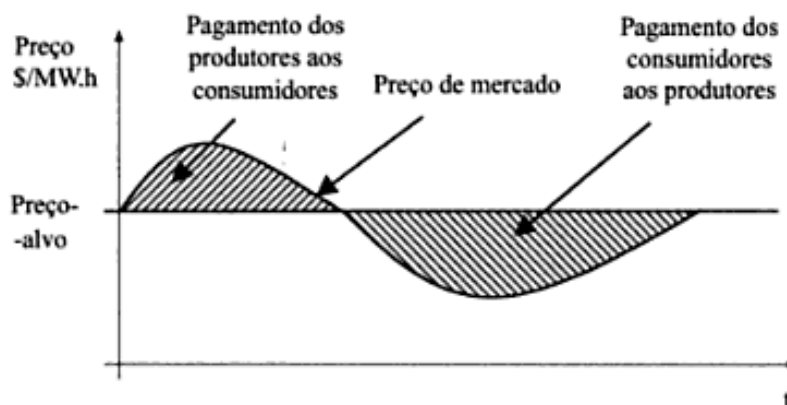


Figura 2.5: Representação gráfica de um contrato às diferenças [1].

Nos contratos de futuros as entidades reservam a utilização de um determinado recurso a um determinado preço com um determinado horizonte temporal. As opções permitem que as entidades contratantes possam utilizar ou não os recursos reservados. Assim, os contratos de futuros apresentam um maior risco, pois implicam a utilização efetiva do recurso no final do prazo estabelecido. Deste modo, aquando da data estabelecida no contrato se o mercado de curto prazo apresentar preços inferiores ao estabelecido no contrato de futuros pode incorrer-se em perdas financeiras significativas. Neste mesmo caso, o contrato de opções não implica a utilização efetiva do recurso, pelo que o risco inerente é menor [1].

2.2.5 Modelos Mistos

Os modelos mistos correspondem à solução mais adotada pelos países após a reestruturação do setor elétrico. Estas estruturas mistas englobam o funcionamento de um mercado centralizado do tipo *Pool* e permitem a existência de contratos bilaterais entre entidades produtoras e entidades consumidoras. O funcionamento do modelo misto está representado na Figura 2.6.

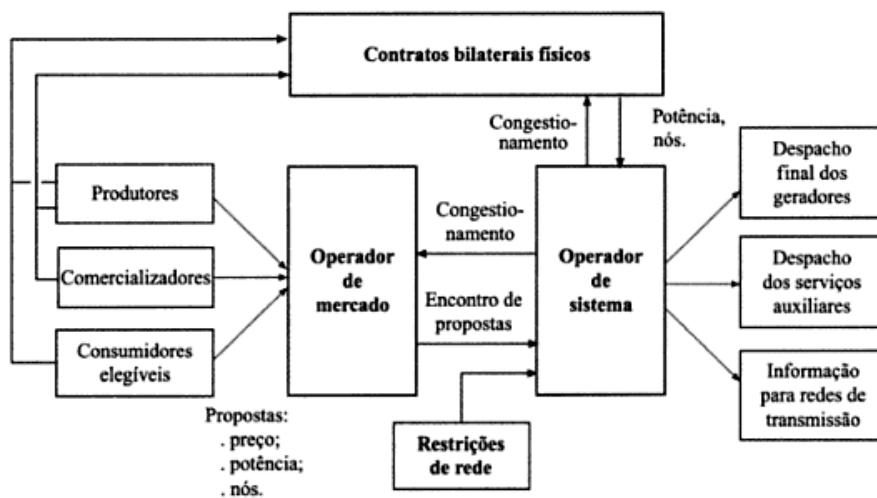


Figura 2.6: Modelo misto de exploração do setor elétrico [1].

A base de funcionamento deste modelo respeita o modelo desagregado, existindo um mercado centralizado (Operador de Mercado) que recebe as propostas de compra e de venda das entidades produtoras, comercializadores e clientes elegíveis e é responsável pelo despacho económico. Permite ainda o estabelecimento de contratos bilaterais cujos dados técnicos são comunicados ao Operador de Sistema. O Operador de Sistema é responsável por viabilizar o despacho efetuado pelo Operador de Mercado e pelos contratos bilaterais existentes. Caso existam situações de congestionamento, o Operador de Mercado e o Operador de Sistema interagem entre si, podendo ser ativados mercados de ajustes recebendo propostas de incrementos/decrementos de potência.

2.3 Diretivas Europeias

A reestruturação do setor elétrico e os consequentes mercados de eletricidade criados estão em linha com os modelos propostos pela União Europeia, UE, tendo sido promulgadas algumas Diretivas Europeias para esse efeito.

Com base na criação do Mercado Interno de Eletricidade, MIE, os primeiros passos nesta direção foram dados através das Diretivas 90/547/CEE, de 29 de Outubro de 1990 e pela Diretiva 90/377/CEE, de 29 de Junho de 1990. A primeira pretende promover as trocas de energia elétrica entre os Estados-Membros da União Europeia cuja contratação é da responsabilidade dos Operadores das respetivas redes. A segunda estabelece um processo comunitário que assegure a transparência dos preços no consumidor final industrial de gás e de eletricidade, através de um mecanismo de reporte de preços ao Serviço de Estatística das Comunidades Europeias (SECE) [4].

Ainda com vista à criação do MIE, a 19 de Dezembro de 1996 foi promulgada a Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu. Esta diretiva estabeleceu as regras comuns relativas à produção, transporte e distribuição de eletricidade, além de definir normas relativas à organização e

funcionamento do setor, ao acesso ao mercado, assim como os critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração de redes [4].

Quanto à produção, o espírito de concorrência garante o direito de escolha do fornecedor e estabelece que a nova capacidade deve ser atribuída mediante autorização ou deve ser adjudicada por concurso [5].

Quanto ao transporte foi acolhida a figura do TSO e são definidas as condições de acesso de terceiros às redes. A atividade de transporte passou a ser independente em relação às atividades de produção e de comercialização, sendo fornecida a separação contabilística das empresas verticalmente integradas [5].

A distribuição deve possuir um Operador de Rede de Distribuição e deve existir separação contabilística desta atividade [5].

A Diretiva 2003/54/CE do Parlamento e Conselho Europeu, de 26 de Junho de 2003, aprofundou as medidas referentes ao processo de liberalização estipuladas na diretiva anterior. Uma das medidas visou eliminar a figura de comprador único e exigiu que os Estados-Membros considerem como elegíveis, a partir de 1 de Julho de 2004, todos os consumidores não-domésticos e a partir de 1 de Julho de 2007, todos os restantes consumidores, sendo necessário o acesso livre às redes de transporte e distribuição para esse efeito [6].

Foram ainda estabelecidas medidas visando o melhor funcionamento dos mercados, nomeadamente, para assegurar condições de concorrência equitativas na produção e reduzir os riscos de ocorrência de posições dominantes no mercado. Foi ainda definido que os governos devem designar uma entidade reguladora, independente dos interesses existentes no setor elétrico [4] [7].

Posteriormente, em 2009, foi promulgada a Diretiva 2009/72/CE a 13 de Julho, visando a consolidação do aprofundamento do processo de liberalização. Foram estabelecidas medidas para eliminar os obstáculos à venda de eletricidade em igualdade de condições e sem discriminação ou desvantagem, em toda a Comunidade reforçando a supervisão em todos os Estados-Membros [4].

Neste pacote foram estabelecidas medidas que obrigam à certificação do Operador da Rede de Transporte de forma a avaliar as condições de separação das atividades do setor energético. Foi também definido que os operadores de rede de transporte que integrem empresas verticalmente integradas e que sirvam um número igual ou superior a cem mil clientes passem a ter que elaborar um programa de conformidade que contemple as medidas adotadas para excluir comportamentos discriminatórios. Por fim, foram reforçados os direitos dos consumidores, permitindo a mudança de comercializador no mercado livre, num período não superior a três semanas e sem custos adicionais e foram reforçadas as competências das entidades reguladoras, sendo responsáveis pela escolha das metodologias de cálculo e fixação de tarifas, regimes sancionatórios e promoção da supervisão dos mercados. Foi ainda criada a ACER, Agência para a Cooperação dos Reguladores do setor Energético, entidade reguladora supranacional a nível da União Europeia [6].

Capítulo 3

Mercado Ibérico de Eletricidade

3.1 Setor Elétrico Português

3.1.1 Aspetos Gerais

Como já foi mencionado no Capítulo 2, o setor elétrico português encontrava-se organizado em diversas concessões empresariais e no ano de 1975 decorreu a nacionalização destas empresas formando a Eletricidade de Portugal, EDP. Já em meados de 1990, a EDP foi transformada numa empresa de capitais públicos, a EDP, SA, a primeira de muitas transformações ao longo do tempo que se registaram até aos dias de hoje [1].

Posteriormente, em 1988, através da publicação do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de Maio, foi criado o conceito de Produção em Regime Especial, PRE, que pretendia incentivar a produção independente usando fontes de energia renovável ou cogeração [6].

Com o pacote legislativo de 1995, que incidiu sobre a organização do setor elétrico e com a aplicação dos princípios da Diretiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabeleceu as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Eletricidade, deu-se início à liberalização do setor, marcada pela reestruturação vertical da EDP e pela afirmação do princípio de liberdade de acesso às atividades de produção e de comercialização de energia elétrica. Simultaneamente, consagrou-se a regulação do setor elétrico através da criação de uma entidade reguladora independente, a ERSE [2].

A publicação dos Decretos-Lei nº 184/2003 e 195/2003, marcou o início do processo de liberalização global de todo o setor elétrico. A diretiva europeia 54/CE/2003 expressou os princípios da liberalização e fomentou a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, refletido nos acordos celebrados entre Portugal e Espanha [8].

O Decreto-lei nº 29/2006 consagrou os princípios de abertura e concorrência do mercado estabelecidos na Diretiva 2003/54/CE, definindo a regulamentação a estabelecer. Com este diploma foi estabelecido o funcionamento do sistema, o exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, bem como a organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Diretiva nº 2003/54/CE, do Parlamento e Conselho

atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público [9].

A Figura 3.2 mostra, esquematicamente e de forma simplificada, a organização geral do SEN, conforme estabelecida no Decreto-Lei nº 29/2006.

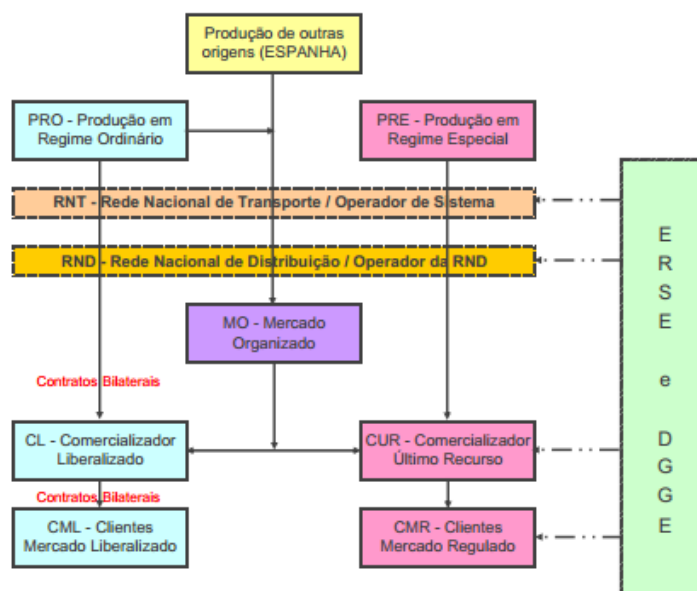


Figura 3.2: Organização geral do SEN, conforme estabelecida no Decreto-Lei nº 29/2006 [9].

A produção é então constituída pela Produção em Regime Ordinário, PRO, e pela Produção em Regime Especial, PRE. A PRO é constituída pela produção com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos. Por sua vez, a PRE é constituída pela produção hídrica até 10MVA, outras renováveis e pela cogeração. O acesso a esta atividade é livre estando a garantia de abastecimento subjacente ao funcionamento do mercado liberalizado. Deste modo, foi abandonado o planeamento centralizado dos centros electroprodutores até aqui vigente e foi introduzida uma otimização que resulta de uma lógica de mercado [9].

A rede de transporte de energia elétrica corresponde a uma concessão única da Rede Nacional de Transporte (RNT), com carácter exclusivo e em regime de serviço público. O concessionário da RNT, tem ainda a função de Operador de Sistema, assegurando a gestão técnica global do sistema, a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, em prol da continuidade e segurança de abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema. A concessionária da RNT, através da aplicação de tarifas reguladas pela entidade reguladora, recebe o pagamento pelos serviços prestados e pela utilização das suas redes. Atualmente a entidade reguladora é a ERSE, Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, e a concessionária da RNT é a REN, SA [9].

Analogamente ao que acontece com a RNT, a RND, Rede Nacional de Distribuição, é também uma concessão única do Estado, exercida em exclusivo e em regime de serviço público. A concessionária da RND tem como serviços obrigatórios a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como a gestão os fluxos de eletricidade nas redes de distribuição em AT e MT, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema. Por sua vez, as redes de distribuição em BT são propriedade dos municípios sendo a sua operação, na sua esmagadora maioria, assegurada igualmente pela EDP Distribuição [9]

Mais uma vez, a concessionária da RND relaciona-se comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, recebendo a retribuição por via de tarifas reguladas pela ERSE. Atualmente em Portugal, a concessionária da RND é a EDP Distribuição. De ressaltar que esta entidade não pode adquirir eletricidade para comercialização [9].

A comercialização, tal como a produção é uma atividade livre, sendo necessária a aquisição de licença onde se definem os direitos e deveres na perspetiva de exercício transparente da atividade. Os comercializadores são então responsáveis pela compra e venda de energia elétrica, tendo o direito ao acesso às redes de transporte e de distribuição, mediante o pagamento de tarifas de acesso às redes fixadas pela ERSE. O mercado livre permite aos consumidores escolherem livremente e sem custos adicionais qual o seu comercializador, podendo a qualquer momento optar por outro comercializador [9].

Em Portugal existe ainda o mercado regulado, composto pelos CUR, Comercializador de Último Recurso, que tem como obrigação assegurar o serviço a todos os consumidores, e pelos clientes regulados. A empresa que desempenha a função de CUR depende da zona territorial em que o cliente se situa, correspondendo à EDP Serviço Universal na maior parte do território de Portugal Continental [9][10].

O CUR é ainda responsável pela aquisição da energia às instalações da PRE e pode ainda adquirir energia em mercados organizados, como o MIBEL, ou através de contratos bilaterais. Atualmente, o CUR mais abrangente é a EDP Serviço Universal, existindo outras empresas que atuam como CUR em pequenas zonas geográficas de Portugal Continental, correspondendo a diversas cooperativas que atuam no norte do país. O responsável pela compra de toda a PRE é a EDP Serviço Universal [10].

A Figura 3.3 representa o esquema simplificado da estrutura atual do SEN.

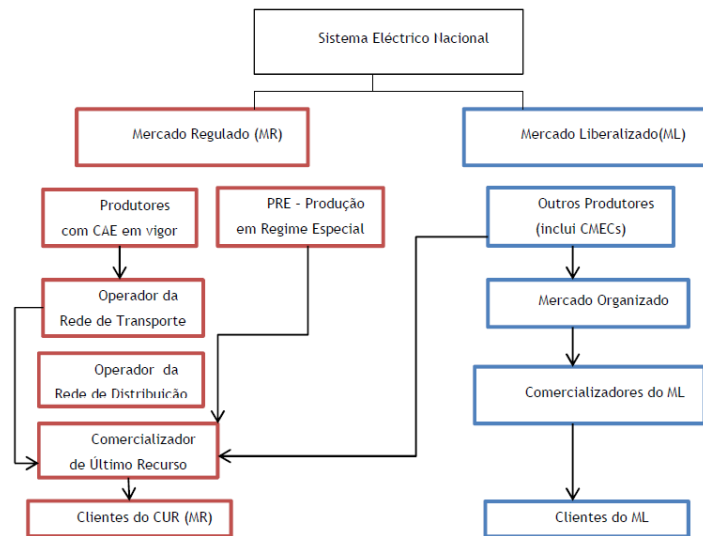


Figura 3.3: Esquema simplificado da estrutura atual SEN [11].

3.2 Setor Eléctrico Espanhol

3.2.1 Aspectos Gerais

Com a primeira crise petrolífera, nos finais dos anos 70 e início dos anos 80, a indústria eléctrica espanhola sofreu uma grave crise financeira fruto do sobreinvestimento devido a estimativas demasiado otimistas sobre o crescimento da procura. Com isto, adveio a necessidade de adotar medidas de redução da dependência do petróleo e assim surgiu a *Ley de Conservación de La Energía*, que pretendia também estimular a utilização de fontes de energia renováveis. A ação estatal incidiu também na consolidação das *utilities* municipais em dez empresas regionais verticalmente integradas e tornou a Endesa numa empresa maioritariamente de produção [12].

Através do Real Decreto 1538/1987 de 11 de Dezembro de 1987 foi consolidado este novo sistema denominado por *Marco Legal y Estable*, MLE. Este sistema permitiu uma maior estabilidade financeira através da implementação de uma tarifa nacional uniforme e o sistema caracterizou-se por um planeamento centralizado de investimento a longo prazo, que permitiu transferir o risco dos investimentos para o Governo em troca de decisões básicas de investimento [12].

Até aqui, o Estado espanhol e o setor privado partilhavam a estrutura do sistema espanhol. A atividade de transporte e o despacho encontravam-se integrados na mesma entidade. Só em 1995 se iniciou a liberalização e reestruturação do setor, que ficou marcada pela reforma legislativa de Dezembro de 1994, a *Ley Orgánica del Sector Eléctrico Nacional*, LOSEN. Esta lei permitia a coexistência de um mercado regulado a operar segundo as regras do MLE e de um segmento competitivo apoiado num mercado *Spot*, o que nunca veio a ser implementado. Da lei LOSEN resultou ainda a criação de uma entidade reguladora independente, a *Comisión Nacional de Energía*, CNE, cujos os objetivos incidiam na transparência regulatória e garantia de concorrência efetiva

no sistema elétrico espanhol. As características principais da reestruturação do setor centravam-se em:

- Completa liberalização da entrada na produção;
- Introdução de um mercado *Spot* concorrencial para o comércio grossista;
- Progressiva liberalização da comercialização [12].

Posteriormente, com a *Ley 54/1997, de Noviembre, del Sector Eléctrico*, a nova estrutura implementou a garantia de segurança de abastecimento em detrimento da noção tradicional de serviço público. Deixou de existir dois sistemas distintos e passou a existir um único, sendo ainda criadas duas novas entidades: *Operador del Sistema* e *Operador del Mercado*. Estas duas novas entidades são responsáveis por assegurar a gestão técnica e o funcionamento do mercado, enquanto a regulação do setor elétrico continuou a ser competência da CNE. O *Operador del Sistema* foi criado com o objetivo de assegurar a continuidade e segurança de abastecimento de energia elétrica, além da correta coordenação do sistema de produção e transporte. O *Operador del Mercado* é responsável pela gestão economia do sistema, gerindo o sistema de ofertas de compra e venda de energia [1].

É de realçar que o processo de liberalização do setor elétrico espanhol, ao contrário do previsto na Diretiva 96/92/CE, ocorreu de forma mais rápida que o esperado, sendo que a liberalização total ocorreu a 1 de Janeiro de 2003 [1].

Em Dezembro de 2000 foi publicado um novo decreto pelo Ministério da Economia clarificando vários aspetos afetos ao transporte, distribuição e comercialização de energia, e à qualidade de serviço. As atividades de transporte e de distribuição são exercidas por sociedades cujo objetivo único é o transporte e a distribuição de energia elétrica. A atividade de transporte de energia é exercida pela *Red Electrica de España, SA*, REE, à qual estão ainda atribuídas as funções de Operador de Rede de Transporte e de Operador de Sistema [1].

Finalmente, com a Diretiva Europeia 2003/64/CE que estabeleceu normas comuns para o Mercado Interno de Eletricidade, foi publicada a *Ley 17/2007* através da qual se procedeu à aquisição dos ativos de transporte, convertendo assim a REE como o TSO do sistema elétrico espanhol no final de 2010 [13].

3.2.2 Organização do Setor Elétrico Espanhol

Através da *Ley del Sector Eléctrico* referida anteriormente, o setor elétrico espanhol passou a ser organizado em dois mercados distintos, o mercado da produção ou mercado grossista, conhecido como *Mercado Atacadista*, e o mercado da distribuição ou dos clientes finais, o *Mercado Retalhista*. Quanto ao *Mercado Atacadista*, este encontra-se fortemente liberalizado. Quanto ao *Mercado Retalhista* apenas os consumidores elegíveis e comercializadores podem efetuar transações neste mercado [1].

A organização do setor elétrico espanhol está assente num modelo que permite a coexistência de dois sistemas: o sistema regulado e o sistema liberalizado. No sistema regulado, os consumidores adquirem eletricidade aos distribuidores sob o regime de tarifas reguladas. As empresas de distribuição de energia adquirem energia no *Mercado Atacadista*. No sistema liberalizado, os consumidores elegíveis e comercializadores podem estabelecer entre si contratos bilaterais, ou podem submeter as suas propostas ao Operador de Mercado. Independentemente do sistema, as atividades de transporte e de distribuição de eletricidade são reguladas, e por isso remuneradas através de tarifas reguladas [2].

O setor elétrico espanhol está então dividido num mercado diário, mercado intradiário, mercado de serviços auxiliares e contratos bilaterais. Assim, o mercado de eletricidade é constituído pelo conjunto de transações registadas pela participação dos agentes de mercado nos mercados diário e intradiário e está ainda relacionado com operação técnica do sistema. O mercado diário recebe propostas de compra e venda por parte das entidades produtores, comercializadores, distribuidores e consumidores elegíveis. A informação relativa aos programas de operação obtidos no mercado diário é transmitida ao *Operador del Sistema* que recebe também a informação sobre os contratos bilaterais, realizando estudos de viabilidade técnica do despacho. De seguida, são definidos os níveis de serviços auxiliares e procede-se à sua alocação ou contratação. Já no dia de operação são efetuadas sessões do mercado intradiário com o objetivo de proceder a ajustes, de modo a manter o equilíbrio entre produção e carga e, por conseguinte a estabilidade do sistema [1].

A produção de eletricidade em Espanha esta dividida no regime ordinário e no regime especial, sendo que grande parte da procura de eletricidade é satisfeita pelo regime ordinário. Existem então quatro formas de contratar o fornecimento de eletricidade e de determinar o seu preço sob o regime ordinário:

- Mercado de eletricidade grossista ou *Pool*;
- Contratos Bilaterais;
- Leilões VPP. Os principais participantes de mercado, Endesa e Iberdrola, são obrigados por lei a oferecer opções de compra para uma quantidade pré-estabelecida de energia;
- Leilões CESUR. Os distribuidores de último recurso podem adquirir eletricidade no mercado à vista ou a prazo para satisfazer a procura [14].

O sistema elétrico é obrigado a adquirir toda a produção em regime especial. São integradas no regime especial aquelas que tenham uma capacidade instalada até 50MW e que utilizem como fonte de energia primária qualquer fonte de energia renovável ou cogeração. Segundo o Real Decreto-Lei 661/2007 de 25 de Maio, as centrais sob regime especial espanhol podem optar entre uma tarifa fixa ou participar no mercado centralizado. Se o produtor em regime especial optar por operar no mercado receberá o preço de mercado estabelecido e um prémio que dependerá da tecnologia utilizada [14].

As atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica são exercidas por sociedades cujo objetivo social exclusivo é o transporte e a distribuição de eletricidade. A atividade de transporte de energia elétrica está atribuída à *Red Electrica de España*, REE, à qual estão atribuídas as funções de Operador de Sistema e de gestor da rede de transporte [1].

A comercialização é uma atividade liberalizada, em que os comercializadores liberalizados são livres de definir os preços praticados aos clientes finais, podendo operar no mercado grossista, ou estabelecendo contratos bilaterais. O mesmo se passa com os clientes elegíveis [14].

A 1 de Julho de 2009, foram nomeados pelo governo Espanhol os comercializadores de último recurso que têm como função fornecer eletricidade aos clientes regulados. Consequentemente, os distribuidores deixam de poder fornecer eletricidade aos consumidores, completando a separação entre atividade de distribuição e comercialização [14].

3.3 MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

3.3.1 Aspetos Gerais

No âmbito da criação do Mercado Interno de Eletricidade, seguindo o estabelecido nas diretivas já atrás mencionadas, foram constituídos mercados regionais na União Europeia. Um destes mercados é o MIBEL, que resultou da cooperação entre os governos de Portugal e Espanha. A concretização do MIBEL permite a qualquer consumidor no espaço ibérico adquirir energia elétrica num regime de livre concorrência a qualquer produtor ou comercializador que atue neste mesmo espaço [15].

O início da criação do MIBEL remete-se a Novembro de 2001, data da celebração do "Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade". Neste protocolo foram estabelecidas as bases necessárias para o início da cooperação entre as diversas entidades com responsabilidades no setor elétrico – administrações, reguladores e operadores – tendo em vista a harmonização das condições de participação dos agentes económicos no âmbito do MIBEL [15].

A Figura 3.4 expressa os principais eventos ordenados cronologicamente que permitiram a formação do MIBEL.

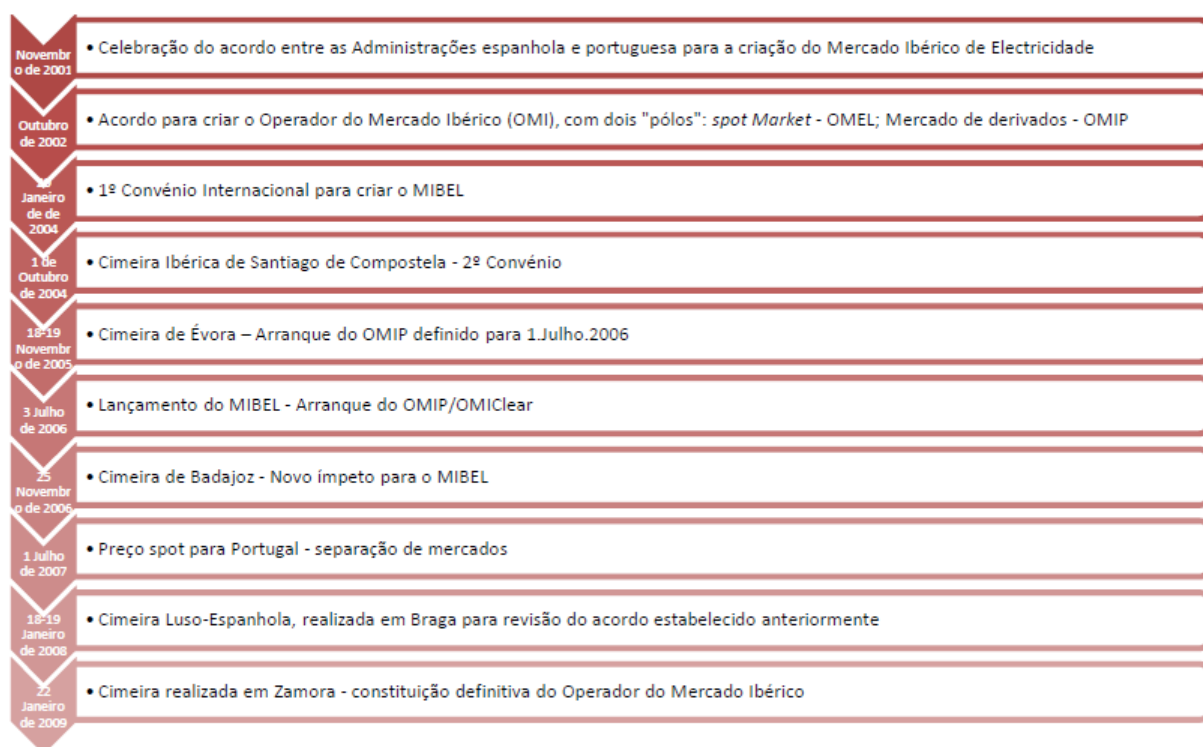


Figura 3.4: Sequência cronológica de eventos relevantes para a formação do MIBEL [2].

Podem enumerar-se algumas das principais metas que se pretendia alcançar com o Mercado Ibérico de Eletricidade:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade de ambos os países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o mercado com base na transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento de ambos os mercados de eletricidade, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a Península Ibérica, de definição de preços de referência;
- Permissão de livre acesso ao mercado, a todos os seus participantes, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas [15].

3.3.2 Organização e Estrutura do MIBEL

A organização do MIBEL fundamenta-se na liberdade de contratação entre os participantes no mercado. O mercado grossista de eletricidade está assente num conjunto de modalidades de contratação que se complementam entre si. Os mercados de contratação possíveis são:

- Mercado de contratação a prazo, gerido pelo Operador do Mercado Ibérico – Polo Português, OMIP, em que se estabelecem compromissos futuros de produção e de compra de eletricidade;
- Mercado de contratação à vista ou *Spot*, gerido pelo Operador do Mercado Ibérico – Polo Espanhol, OMIE, com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários, em que se estabelecem programas de venda e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação;
- Mercado de serviços de sistema em que se pretende efetuar o equilíbrio da produção e do consumo de eletricidade em tempo real;
- Mercado de contratação bilateral, em que os agentes podem contratar eletricidade para diversos horizontes temporais [16].

O Operador do Mercado Ibérico é então constituído por dois polos: um polo relativo ao mercado à vista, a partir do operador de mercado já existente em Madrid, o agora OMIE, e um polo em Portugal orientado para o novo mercado a prazo, o OMIP. O esquema organizativo do OMI está representado na Figura 3.5 [5].

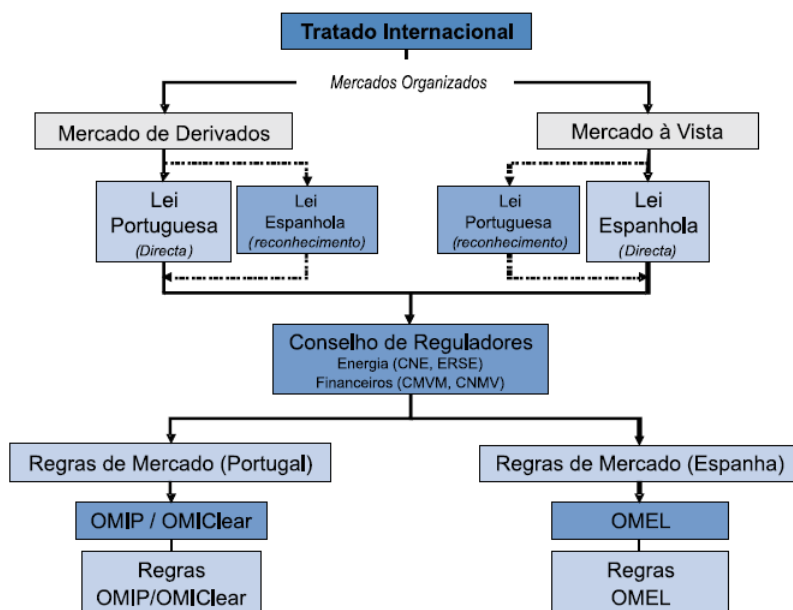


Figura 3.5: Esquema organizativo do Operador de Mercado Ibérico [5].

3.3.3 OMIP

O OMIP é a bolsa de derivados do MIBEL, que assegura a gestão do mercado conjuntamente com a OMIClear, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP, a qual possui as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado [17].

O objetivo do OMIP consiste na contribuição ativa para a constituição do MIBEL, tanto pela formação de preços de referência ibéricos de forma transparente e eficiente, como para dotar o mercado de ferramentas eficientes para a gestão de risco. Os instrumentos financeiros disponibilizados são:

- **Contratos de Futuros** – Contratos padronizados de compra e venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que as duas partes se comprometem a entregar e a comprar a energia a um preço determinado no momento da transação. Estes contratos possuem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à camara de compensação (OMIClear) a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos *Forward*** – Contrato padronizado de compra e venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que as duas partes se comprometem a entregar e a comprar a energia a um preço determinado no momento da transação. Este tipo de contratos não possui liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à camara de compensação (OMIClear) a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos *SWAP*** – Contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos são destinados a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo entrega do produto subjacente mas apenas liquidação das margens correspondentes [18].

3.3.4 OMIE

O OMIE é o polo do Operador do Mercado Ibérico responsável pelos restantes processos de mercado. São eles o mercado diário e o mercado intradiário. De seguida detalham-se as funções do OMIE que refletem a função de gestão económica de todo o Mercado Ibérico de Eletricidade.

3.3.4.1 Mercado Diário

O mercado diário corresponde à plataforma de transação de eletricidade, que é realizada para cada hora do dia seguinte. É um mercado do tipo *Pool*, *Day Ahead Market*, voluntário e não obrigatório. O preço de mercado é obtido como é descrito no Capítulo 2, Secção 2.2.3. Como o mercado diário compreende simultaneamente Portugal e Espanha, torna-se necessário prever a

circunstância de a capacidade de interligação elétrica entre os dois países ultrapassar ou não o resultado do despacho económico obtido pelo *Pool*. Assim, se o resultado do mercado indicar uma situação de sobrecarga numa hora do dia seguinte é utilizado um mecanismo denominado de *Market Splitting*, ou separação de mercados por região, Portugal e Espanha, que origina a obtenção de dois preços de referência distintos [19].

A Figura 3.6 representa sucintamente o processo de necessidade de *Market Splitting*.

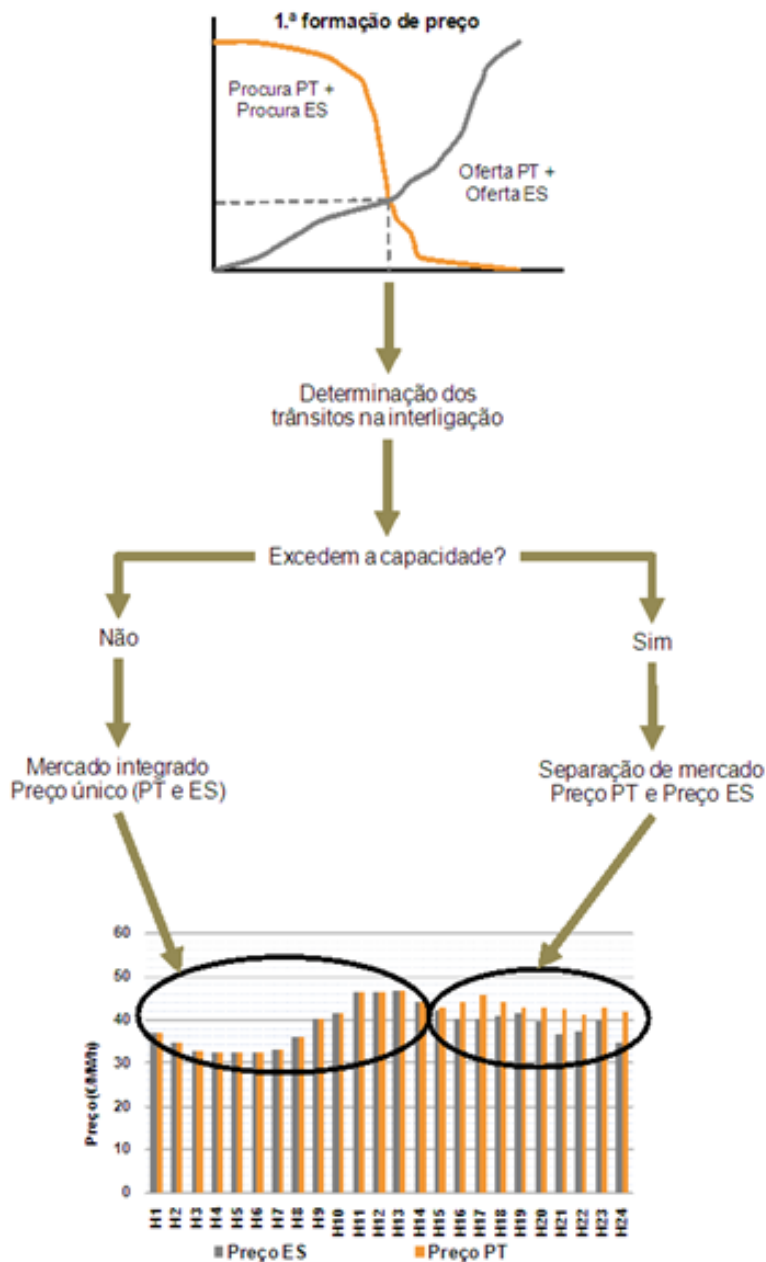


Figura 3.6: Ilustração do mecanismo de *Market Splitting* [19].

As ofertas de venda enviadas pelos produtores ao Operador de Mercado podem ser simples ou integrar condições de complexidade a cumprir para integrar o despacho final. As ofertas simples, compreende o requisito mínimo de uma oferta, incluindo o preço mínimo a receber e a quantidade de energia. As ofertas que integram condições de complexidade expressam fatores económicos ou técnicos para integrarem o despacho. As condições de complexidade são:

- Condição de indivisibilidade - permite fixar no primeiro lanço de cada hora um valor mínimo de funcionamento;
- Graduação de carga - permite estabelecer a diferença máxima entre a potência no início de uma hora e a potência final dessa hora da unidade de produção, o que limita a variação de energia produzida em função do resultado do mercado na hora anterior e na seguinte, para evitar mudanças bruscas nas unidades de produção que não podem, tecnicamente, ser implementadas;
- Remuneração mínima - permite a especificação de uma condição para a totalidade das horas do dia verificando-se que a unidade de produção não participa no resultado do despacho do dia, se não obtiver para o conjunto da sua produção no dia, uma remuneração superior a uma quantidade fixa, estabelecida em centimos de euros, acrescida de uma remuneração variável estabelecida em centimos de euro por cada kWh despachado;
- Paragem programada - caso a unidade de produção tenha sido retirada do despacho por não cumprir a condição de remuneração mínima, esta condição permite realizar uma paragem programada num tempo máximo de três horas. Evitando a paragem desde o programa na última hora do dia anterior até à primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a única condição de que a energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora [19].

A Figura 3.7 ilustra o resultado do mercado diário para a hora 12 do dia 3 de Março de 2013.

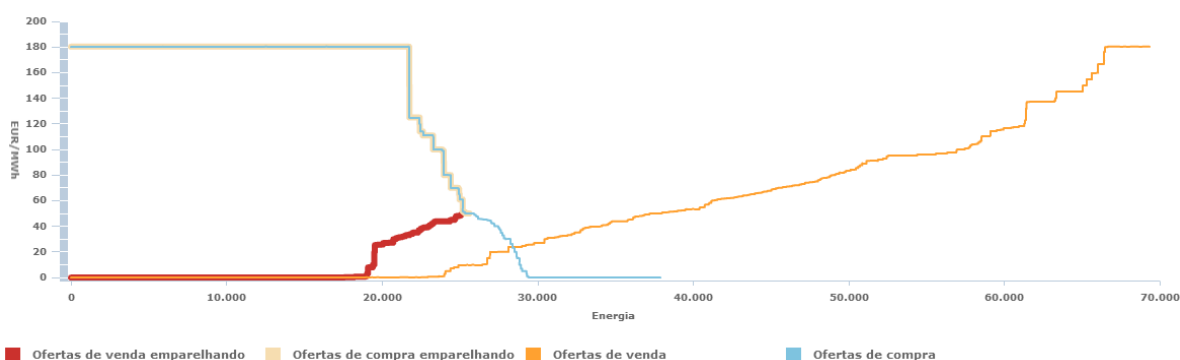


Figura 3.7: Exemplo do resultado do mercado diário para a hora 12 do dia 3 de Março de 2013 [20].

3.3.4.2 Mercado Intradiário

O mercado intradiário, ou mercado de ajustes, serve tal como o nome indica para otimizar o despacho obtido no mercado diário através de um processo idêntico ao do mercado diário. Com o objetivo de retificar as suas posições de produção ou consumo contratadas no mercado diário, os agentes produtores podem também comprar energia e os agentes comercializadores podem vender energia de forma a ajustar mais precisamente as suas propostas com uma aproximação temporal maior atendendo à redução progressiva dos erros de previsão. Este mercado está dividido em 6 sessões, e em cada uma delas se determina um novo despacho para cada uma das horas a que a sessão diz respeito. A Figura 3.8 representa as características e cronologia de eventos relativas a cada uma das sessões do mercado intradiário.

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análise de restrições	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Publicação PHF	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de programação (períodos horários)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 3.8: Cronologia e características das várias sessões intradiárias [21].

3.3.4.3 Serviços de Sistema

Por forma a garantir as condições de exploração, fiabilidade e segurança são contratados os serviços de sistema. São eles:

- Reserva primária;
- Reserva secundária;
- Reserva terciária;
- Resolução de restrições técnicas;
- Controlo de Tensão / Potência Reativa;
- *BlackStart*.

Os níveis de serviços de sistema são definidos pelo TSO de cada país, e de seguida, procede-se à sua contratação. Apenas estas entidades podem proceder à contratação destes serviços e devem explicitar a localização da sua necessidade. Porém, cada serviço de sistema tem uma

tipologia de contratação. A reserva primária e Controlo de Tensão / Potência Reativa têm um carácter obrigatório e não remunerado, enquanto as reservas secundária e terciária estão sujeitas a mecanismos de mercado. O *BlackStart* é também um serviço não remunerado.

3.3.4.4 Cronologia de Eventos no MIBEL

Condensando a informação até aqui apresentada, é possível estruturar cronologicamente todo processo do Operador do Mercado Ibérico e dos TSO de cada país para garantir o fornecimento de energia. A Figura 3.9 reflete a cronologia de eventos do funcionamento do MIBEL.

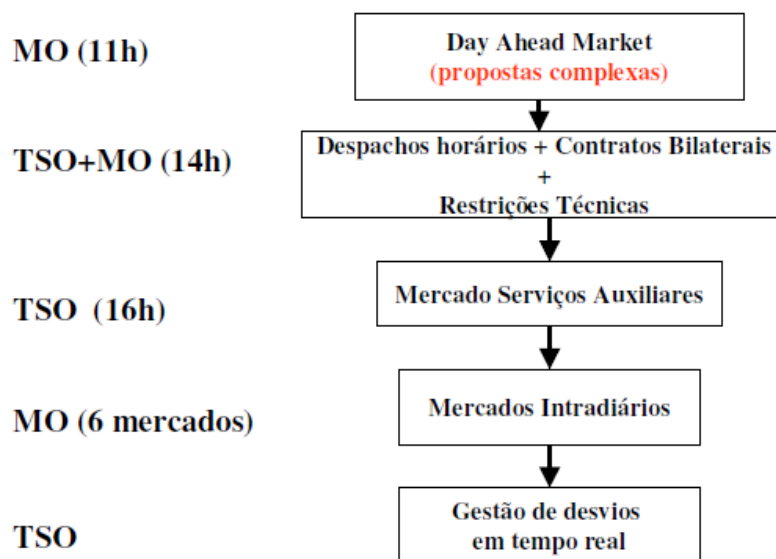


Figura 3.9: Cronologia de funcionamento do MIBEL [22].

O funcionamento inicia-se com o mercado diário, *Day Ahead Market*, que comunica o resultado ao Operador de Sistema. De seguida o Operador de Sistema, juntamente com a informação relativa aos Contratos Bilaterais físicos avalia a viabilidade técnica do despacho. Caso não seja viável a nível das interligações entre Portugal e Espanha é utilizado o mecanismo de *Market Splitting*. Após isto, são então resolvidos eventuais problemas de inviabilidade técnica internos a cada país.

Por fim, dá-se início aos mercados intradiários e cada um dos TSO procede à gestão do sistema em tempo real através dos serviços auxiliares previamente contratados.

3.3.5 Interligações

O bom funcionamento do MIBEL depende de uma boa capacidade de interligação entre os dois países. Sem ela é difícil a obtenção de um preço de referência único pelo que o *Market Splitting* seria utilizado com grande frequência. Foi então definido o reforço das redes de transporte de energia elétrica e das interligações entre os dois países. Este processo tem como objetivo o alcance de uma capacidade de interligação de 3000 MW nos dois sentidos.

A Figura 3.10 representa a evolução das novas linhas e os projetos de interligação entre Portugal e Espanha.

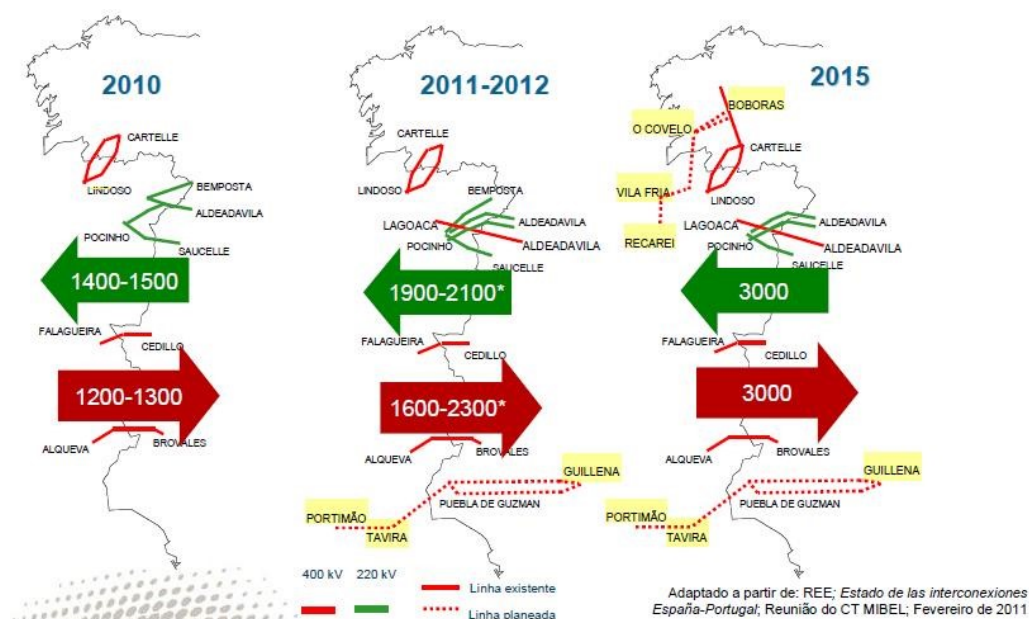


Figura 3.10: Evolução das interligações do MIBEL [23].

O reforço desta capacidade de interligação permite reduzir o número de horas em que ocorre separação de mercado e consequentemente utilizar energia mais barata disponível em cada um dos países. Promove ainda o desenvolvimento de tecnologias de produção de energia mais baratas e o desenvolvimento e reforço das redes de transporte.

3.4 Integração da PRE no SEP

Por forma a promover a Produção em Regime Especial, o mercado de eletricidade apresenta algumas singularidades a este nível. Como já foi dito anteriormente, em Portugal toda a energia proveniente deste tipo de fontes de produção de energia é obrigatoriamente despachada. Para isso, toda a energia de PRE é comprada pelo CUR a um preço fixo, sendo esta remuneração estabelecida por diplomas específicos aprovados pelo Governo.

3.4.1 Sistema Tarifário do SEP

O setor elétrico está associado a uma estrutura tarifária que permite o pagamento e remuneração dos intervenientes no setor. No presente, a estrutura tarifária está dividida em várias tarifas elementares:

- Tarifa de Energia – é composta por preços de energia ativa, com uma diferenciação em quatro períodos: ponta, cheia, vazio normal e super vazio. Esta tarifa deve refletir os custos marginais de produção de energia elétrica [24];

- Tarifa de Uso Global do Sistema – deve refletir os custos da atividade de Gestão Global do Sistema bem como custos de interesse económico geral, incluindo nomeadamente os sobrecustos devidos à aquisição da PRE;
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte – deve refletir os custos inerentes à atividade de transporte de energia elétrica;
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição – deve refletir os custos inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica;
- Tarifa de Comercialização – deve transmitir a cada agente a multiplicidade de fatores que afetam os custos da atividade de Comercialização [25].

Através das tarifas elementares e do conceito de aditividade tarifária, é possível construir Tarifas de Acesso às Redes e a Tarifas de Venda a Clientes Finais.

A aditividade tarifária consiste no cálculo dos custos por cada atividade, sendo a estrutura tarifária estruturada por diferentes tarifas separadas por atividade. A aditividade tarifária permite assegurar a inexistência de subsidiação cruzadas entre atividades e clientes, imputando a cada cliente os custos que este causa no sistema. Este princípio permite aumentar a transparência, possibilitando o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por atividade [26].

Esta tipologia permite ainda a recuperação de outros custos regulados, tal como o sobrecusto da PRE. O sobrecusto da PRE é inserido na Tarifa de Uso Global de Sistema sendo depois integrado na Tarifa de Acesso às Redes.

A Figura 3.11 representa as atividades e as tarifas reguladas.



Figura 3.11: Atividades e tarifas reguladas do SEP [26].

3.4.2 A PRE no Mercado Centralizado

Como já foi evidenciado, o Mercado Ibérico de Eletricidade é constituído por um polo, o OMIE, a que corresponde o Mercado Centralizado. Esta entidade é responsável pelo *Day-Ahead Market*, e os agentes de mercado enviam as suas propostas de compra e de venda a esta entidade.

Relembrando, toda a energia proveniente de fontes de Produção em Regime Especial é despachada obrigatoriamente. Existem duas formas de o fazer: uma passa por reduzir o valor da procura de um montante correspondente ao valor previsto em cada hora para a PRE, a outra passa por considerar propostas de venda de energia com preço nulo.

Por forma a exemplificar o impacto devido à existência da PRE foi considerada a segunda técnica, modelizando a PRE por propostas de venda de energia com preço nulo, que pressiona o preço de encontro no sentido da descida.

A Figura 3.12 ilustra uma simulação da descida de preço devido à existência de Produção em Regime Especial.

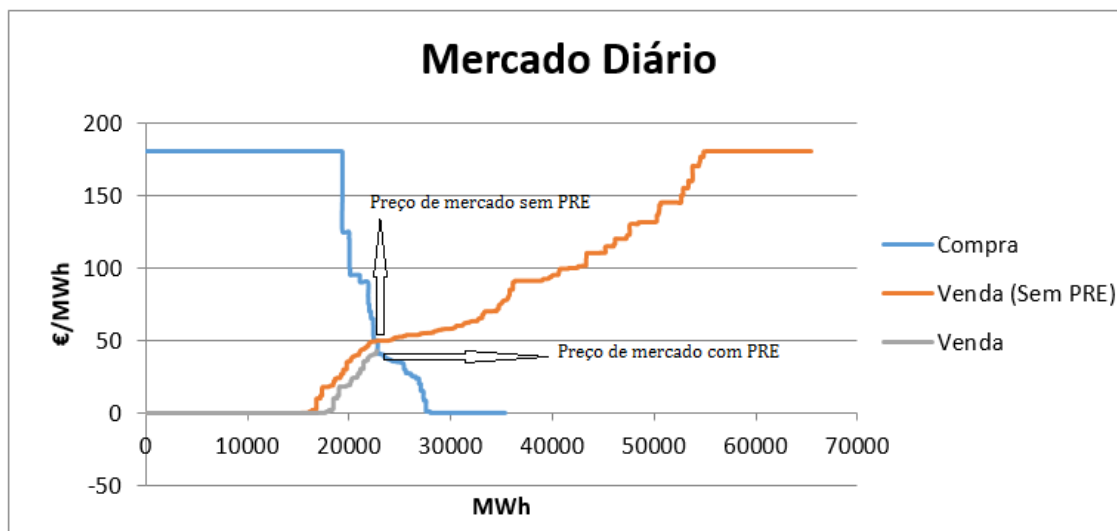


Figura 3.12: Impacto teórico da eliminação da PRE no Mercado Diário.

Capítulo 4

Metodologia e Exemplos Ilustrativos

Este capítulo descreve a metodologia desenvolvida para avaliar o impacto da PRE nos preços de mercado e ilustra a forma de cálculo desse impacto. Como já detalhado no Capítulo 3, é necessário calcular o preço de mercado aquando da inexistência da PRE. Para isso foi implementada a solução gráfica que, de forma análoga à Figura 3.12 permite avaliar o preço de mercado eliminando os segmentos associados à PRE. Uma outra solução passaria pela resolução matemática do problema (2.1) a (2.4) utilizando um algoritmo de optimização. Esta abordagem não foi adoptada porque o elevado número de segmentos existentes para cada hora do mercado diário impossibilita a utilização da ferramenta computacional *solver* do Excel, exigindo a utilização de uma ferramenta mais elaborada.

4.1 Metodologia

Considerando a implementação escolhida, foi criada uma aplicação computacional que permite construir as novas curvas de venda, de modo a estimar os novos preços de fecho de mercado na ausência de segmentos relativos à PRE.

A determinação do Impacto da Produção em Regime Especial nos Preços de Mercado é realizada pelo cálculo de novos preços de fecho de mercado, conhecendo as propostas reais do mercado, que estão disponíveis no site do Operador de Mercado, <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Desta forma, é possível determinar o impacto de cada uma das fontes de PRE, se for conhecido a produção horária de cada uma delas.

Os dados que foram utilizados no decorrer deste trabalho para as fontes de PRE foram fornecidos pela EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A, através dos Eng. José Sousa e Eng. Virgílio Mendes, coorientadores da presente dissertação.

O Operador de Mercado disponibiliza as propostas em ficheiros .xls separados para cada hora do dia, ou seja, para cada um dos períodos de transação do *Day-Ahead Market*. A aplicação computacional reflete esta condição, sendo apenas possível calcular os novos preços de fecho de mercado hora a hora.

O software escolhido para a programação da aplicação computacional foi o Visual Basic, disponível no Excel, pois os dados necessários são fornecidos em formato .xls, facilitando assim o processo.

A Figura 4.1 representa um excerto do ficheiro disponibilizado pelo OMIE, para a primeira hora do dia 14 de dezembro de 2012.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	OMIE - Mercado de electricidad										PRE Hidráulico	PRE Térmico	PRE Eólico	PRE Fotovoltaico	PRE Ondas
2	Mercado diario - Hora 1										129,725	838,15	3527,025	0	0
3															
4	Hora	Fecha	País	Unidad	Tipo Oferta	Energía Compra/Venta	Precio Compra/Venta	Ofertada (O)/Casada (C)							
5	1	14/12/2012	MI		C	668,7	180,30	O							
6	1	14/12/2012	MI		C	25,0	180,30	O							
7	1	14/12/2012	MI		C	3 310,0	180,30	O							
8	1	14/12/2012	MI		C	45,0	180,30	O							
9	1	14/12/2012	MI		C	743,8	180,30	O							
10	1	14/12/2012	MI		C	3 470,3	180,30	O							
11	1	14/12/2012	MI		C	2 723,6	180,30	O							
12	1	14/12/2012	MI		C	0,5	180,30	O							
13	1	14/12/2012	MI		C	0,1	180,30	O							
14	1	14/12/2012	MI		C	78,4	180,30	O							
15	1	14/12/2012	MI		C	179,7	180,30	O							
16	1	14/12/2012	MI		C	4,7	180,30	O							
17	1	14/12/2012	MI		C	1 333,7	180,30	O							
18	1	14/12/2012	MI		C	1 825,8	180,30	O							
19	1	14/12/2012	MI		C	13,0	180,30	O							
20	1	14/12/2012	MI		C	4 009,0	180,30	O							
21	1	14/12/2012	MI		C	3 227,5	180,30	O							
22	1	14/12/2012	MI		C	91,3	180,30	O							
23	1	14/12/2012	MI		C	1 514,9	180,30	O							

Figura 4.1: Excerto do ficheiro contendo informação relativa às propostas de compra e venda do mercado diário para a hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012.

As ofertas são classificadas como sendo de tipo C e V, Compra e Venda, respetivamente. Por outro lado, todas as ofertas são classificadas como O ou C, Ofertada ou Casada, respetivamente, designando se a oferta não entrou ou entrou no despacho final.

Para a execução do programa é necessário introduzir manualmente as produções referentes à PRE hidráulica, PRE térmica, PRE eólica, PRE fotovoltaica e PRE ondas. Esta introdução é ilustrada na Figura 4.1 entre a coluna K e a coluna O, em que são discriminadas os vários tipos de PRE existente no mercado.

O programa analisa as ofertas de venda casadas e, a partir do preço de fecho de mercado, insere as propostas de venda ofertadas com preço ascendente ao preço de mercado. Ao mesmo tempo, consoante a fonte de energia em estudo é retirada da primeira proposta de venda, com preço nulo, a energia correspondente à energia produzida em estudo. Ficam assim identificadas as propostas que formam a nova curva das ofertas de venda e que permitem formar os segmentos para a construção da mesma.

De seguida, são construídos os segmentos para as curvas das ofertas de venda e de compra, que permitem a construção gráfica das curvas. Para isso, é necessário atribuir dois pontos para cada uma das propostas. Para cada uma dada proposta, esses dois pontos têm a mesma ordenada, isto é, o mesmo preço e a diferença das suas abcissas corresponde à energia associada a essa proposta. Ao construir as curvas agregadas das ofertas de compra ou venda, à medida que novas propostas

são sendo consideradas, a energia associada a uma proposta é somada à energia resultante das propostas anteriores já consideradas na construção da curva.

Por fim, a aplicação computacional utiliza todas estas curvas e proporciona o *output* com os gráficos que permitem o estudo do impacto da PRE nos preços de mercado. A partir destes gráficos é possível obter os novos preços de fecho de mercado e o total da energia despachada. Determina-se assim o impacto que cada uma destas fontes de energia em estudo teve no mercado e na hora correspondente.

O fluxograma que representa sucintamente o procedimento implementado para o cálculo dos novos preços para uma dada hora do mercado diário é representado na Figura 4.2.

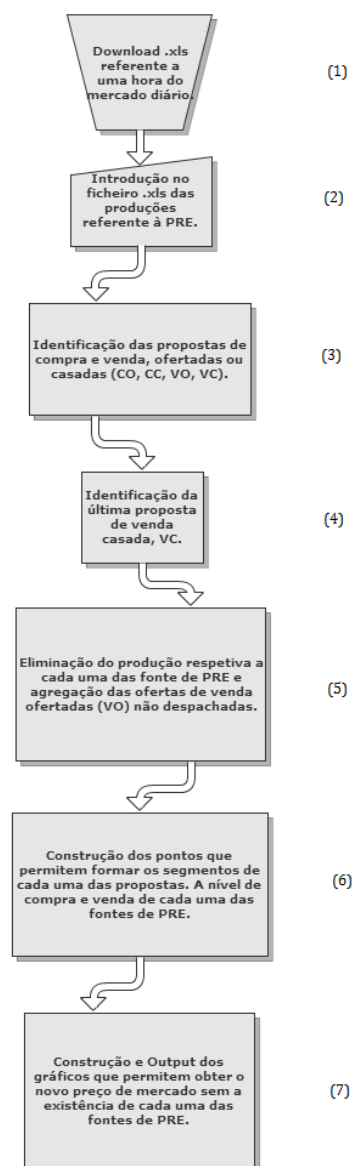


Figura 4.2: Fluxograma sucinto do processo de cálculo dos novos preços de fecho de mercado, para avaliar o impacto da PRE nos preços de mercado.

De seguida, é detalhado ponto por ponto, tal como legendado na Figura 4.2, o procedimento e programação utilizado na aplicação computacional que foi desenvolvida:

- (1) em primeiro lugar acede-se ao site do Operador de Mercado – Polo Espanhol, OMIE, no endereço <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> e é realizado o download do ficheiro Excel, .xls, das “Curvas agregadas de oferta e demanda”, para cada uma das horas em que se pretende efetuar o estudo;
- (2) conhecendo o valor das Produções em Regime Especial para as horas pretendidas (que foram disponibilizadas pela EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A, através dos Eng. José Sousa e Eng. Virgílio Mendes) são introduzidos nos ficheiros do ponto (1) os valores referentes a cada uma das fontes de PRE;
- (3) em seguida, determina-se se as propostas são de venda ou de compra, e se foram despachadas ou não. Para isso é utilizado um ciclo que corre todo o ficheiro .xls e, consoante as designações C e V, C e O, indicadas anteriormente, guarda em vetores separados informação relativa a cada uma das propostas;
- (4) considerando o vetor de propostas de Venda Casadas construído em (3) através do ficheiro .xls, é contado o número de propostas de venda que entraram no despacho. A última proposta está associada ao preço de fecho de mercado;
- (5) e (6) este procedimento cria seis vetores independentes, dois, para a PRE Eólica, outros dois, para a PRE térmica, e dois últimos para toda a PRE. Cada conjunto de dois vetores representa a energia e o preço inerente a cada uma das propostas. Estes vetores representam as novas propostas de venda, que se juntam às propostas de venda casadas, as propostas de venda ofertadas não despachadas, utilizando o ponto (4) para identificar a última proposta casada. De seguida são criados 3 novos conjuntos de dois vetores que permitem a construção das curvas de venda e compra. Através dos valores da PRE introduzidos em (2), são retiradas as energias respetivas a cada vetor de venda da PRE ainda com preço 0. Este procedimento é feito considerando que a energia tem que ser somada proposta a proposta. Estabelecendo a primeira proposta como uma proposta fictícia com o valor negativo da PRE, consegue-se retirar a energia respetiva das curvas;
- (7) é criada uma nova folha de trabalho no ficheiro .xls, que imprime os vetores criados em (6) e a partir destes são também criados três gráficos. Um dos gráficos refere-se ao mercado diário sem PRE Eólica, outro, sem a PRE Térmica e o terceiro não considerando o total de PRE existente.

É de realçar que caso exista *Market Splitting*, é necessário selecionar no site do OMIE as “Curvas de oferta e demanda” para Portugal. Neste caso, o estudo é feito apenas com as propostas originárias de agentes portugueses, simulando também o impacto da PRE nos preços de mercado com o mecanismo de *Market Splitting*. Esta solução baseia-se no facto de a saturação

das interligações se dar maioritariamente no sentido Espanha-Portugal, pelo que a não presença de energia associada à PRE agravaria ainda mais esta situação, presenciando-se de qualquer forma a separação de mercados.

4.2 Ilustração

Por forma a tonar mais elucidativo o processo desenvolvido, ilustra-se em seguida o cálculo dos novos preços de mercado para uma hora do Mercado Diário. A hora escolhida foi a primeira hora do dia 14 de dezembro. Neste dia, segundo dados da REN ocorreu a maior produção eólica diária do ano de 2012. É também de realçar que nesse dia não existiu *Market Splitting* [27].

O primeiro passo consiste na introdução dos valores da Produção em Regime Especial, tal como é ilustrado na Figura 4.1. De seguida, é executada a aplicação computacional que cria três *output's* em forma de gráfico.

As Figuras 4.3, 4.4 e 4.5 ilustram o resultado obtido pela aplicação computacional, que estuda o Impacto da Produção em Regime Especial nos Preços de Mercado, para a hora 1 do dia 14 de dezembro.

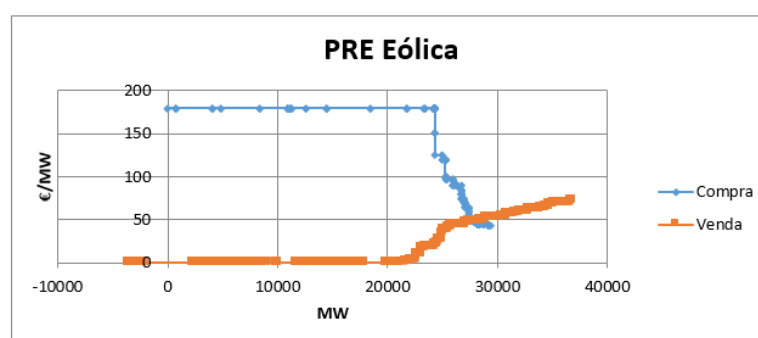


Figura 4.3: Curvas agregadas de compra e venda após retirar a PRE Eólica, hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012.

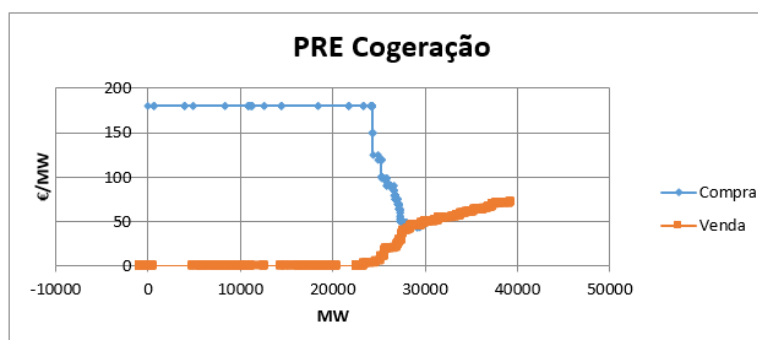


Figura 4.4: Curvas agregadas de compra e venda após retirar a PRE Cogeração, hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012.

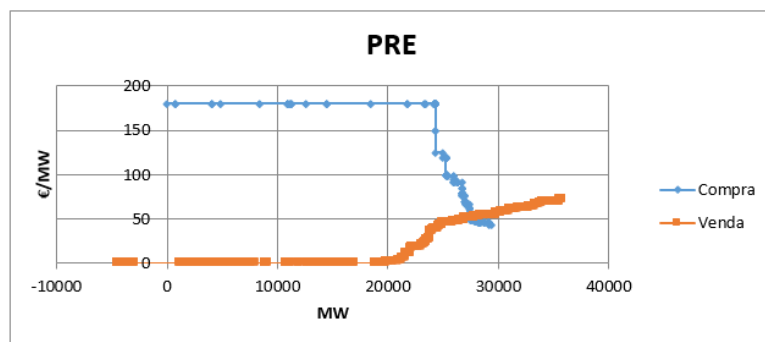


Figura 4.5: Curvas agregadas de compra e venda após retirar toda a PRE, hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012.

No que diz respeito à curva de venda de cada um dos gráficos anteriores, existe uma parte em que esta possui abcissas de valor negativo e ordenada de valor nulo. Esta parcela corresponde ao conjunto de propostas de venda da PRE no mercado. Com o deslizamento do gráfico para a esquerda, de igual valor à energia associada a toda a PRE existente para uma dada hora, é simulado o mercado sem a existência desta energia.

Através da consulta do site do Operador de Mercado, retira-se o resultado do Mercado Diário, tal como é ilustrado na Figura 4.6.

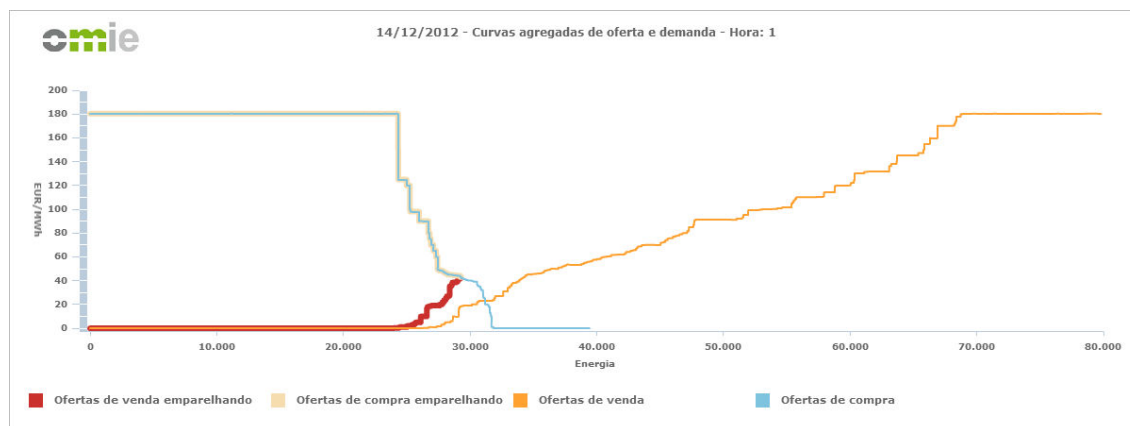


Figura 4.6: Resultado do Mercado Diário para a hora 1 do dia 14 de dezembro [20].

Para estudar o Impacto da PRE nos Preços de Mercado é necessário obter os valores da energia e do preço de fecho de mercado.

A Tabela 4.1 apresenta a energia retirada do despacho para cada uma das situações analisadas e a Tabela 4.2 resume os resultados obtidos do Mercado Diário e para estas três situações, considerando as novas curvas agregadas de venda.

Tabela 4.1: Energia associada à PRE em relação à hora 1 do dia 14 de dezembro de 2012.

Energia retirada (MWh)		
PRE Eólica	PRE Cogeração	PRE
3527,025	838,15	4494,9

Tabela 4.2: Resultados do Mercado Diário e novos resultados retirando a PRE, na hora 1 do dia 14 de Dezembro de 2012 (preços em €/MWh e energia em MWh).

Hora	Preço	Energia	Sem PRE Eólica		Sem PRE Cogeração		Sem PRE	
			Preço	Energia	Preço	Energia	Preço	Energia
1	42,80	29310	48,50	27562	43,04	28563	49,89	27511

É já possível concluir que a existência de PRE no Mercado Diário, tal como esperado, contribui para a redução do preço. A fonte de energia com maior impacto é a PRE Eólica nesta hora em específico. Se esta não existisse, o preço de mercado sofreria um incremento de 5,7 €/MWh. Os resultados e restantes conclusões serão apresentados no Capítulo 5.

4.3 Estimativa do Impacto Tarifário

A Produção em Regime Especial divide o seu impacto pelas Tarifas de Energia e pela Tarifa de Uso Global do Sistema. A nível da Tarifa de Energia a presença de PRE provoca uma diminuição dos custos de produção pela não presença de fontes de energia mais caras, como as fontes de energia térmica. Porém, os elevados sobrecustos que a PRE apresenta poderão não compensar esta redução de custo de produção, refletindo-se este sobrecusto na TUGS.

Após determinar os novos preços de fecho de mercado e conhecendo a energia despachada em cada uma das novas sessões, é possível calcular se é benéfico ou não para os consumidores do mercado regulado existir PRE ao nível dos custos de produção, arbitrando um sobrecusto por unidade de energia produzida para a PRE em estudo.

No mercado tipo *Pool* o preço de fecho de mercado corresponde ao preço a que todas as fontes despachadas são pagas, e a energia das fontes em regime especial possuem um preço fixo subsidiado. Assim, o custo de produção que se reflete a nível tarifário é estimado pela expressão (4.1).

$$CP = (E_{SEP} - \sum_i E_{PRE_i}) \times PM + \sum_i (E_{PRE_i} \times P_{PRE_i}) \quad (4.1)$$

Nesta expressão:

- i - índice associado aos diferentes tipos de PRE existente;
- CP - custo de produção;
- E_{SEP} - energia comprada total no sistema português;

- E_{PRE_i} - energia despachada proveniente de PRE associada à tecnologia i ;
- PM - preço de fecho de mercado;
- P_{PRE_i} - preço arbitrado para a PRE correspondente à tecnologia i .

Os preços arbitrados para a PRE que são utilizados na expressão (4.1) foram obtidos através da “Informação Mensal da Produção em Regime Especial” por parte da ERSE, para Dezembro de 2012. Para a PRE Eólica, PRE Cogeração e PRE na sua globalidade foram usados os valores médios anuais 96,7 €/MWh, 99,7 €/MWh e 109,9 €/MWh, respetivamente [28].

Ao não considerar a PRE verifica-se que a carga despachada é alterada. O cálculo do custo total de produção aquando da inexistência de PRE é efetuado através da seguinte expressão (4.2).

$$CP_n = E_{SEP_n} \times PM_n \quad (4.2)$$

Nesta formulação:

- CP_n - novo custo de produção;
- E_{SEP_n} - nova energia de compra total do sistema português;
- PM_n - novo preço de fecho de mercado.

4.4 Impacto da Potência Instalada em Parques Eólicos

Após estimar o impacto da PRE eólica nos preços de mercado, utilizando o valor médio das suas tarifas, é possível determinar a potência que seria necessário instalar para diminuir o preço de mercado em 1 €/MWh. Para isso é necessário ter em conta o diagrama de cargas médio para períodos de 24 horas do ano de 2012 referente à produção eólica.

A Figura 4.7 representa o diagrama de cargas médio para períodos de 24 horas da energia eólica para o ano de 2012.

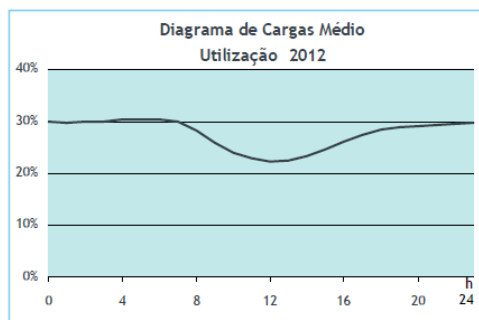


Figura 4.7: Diagrama de cargas médio da PRE Eólica para o ano de 2012. [27].

Como se pode observar pela Figura 4.7, o rendimento médio da potência instalada da energia eólica em Portugal é cerca de 27%. Assim, é possível deduzir uma expressão que permite estimar a potência instalada necessária para reduzir o preço de fecho de mercado em 1€/MWh. Em primeiro lugar, é necessário calcular a diferença de preço de fecho de mercado com e sem a presença da PRE Eólica, pelo que a expressão que o permite fazer é dada por (4.3).

$$\Delta_{PM} = PM_{Seólica} - PM_{Ceólica} \quad (4.3)$$

Nesta expressão:

- Δ_{PM} - diferença entre o preço de fecho de mercado sem a presença da PRE Eólica e o preço de fecho de mercado;
- $PM_{Ceólica}$ - preço de fecho de mercado considerando a produção eólica;
- $PM_{Seólica}$ - preço de fecho de mercado estimado sem a presença da PRE Eólica.

De seguida, utilizando o valor médio da produção eólica ao longo do dia em análise, o valor médio diário da diferença entre os preços calculados por (4.3), bem como o rendimento da potência instalada em parques eólicos em Portugal é possível estimar a potência instalada necessária para diminuir o preço de mercado em 1 €/MWh considerando (4.4).

$$PI_{MW} = \frac{MProd_{Eólica}}{M\Delta_{PM}} \times \frac{1}{\eta_{Eólica}} \quad (4.4)$$

Nesta expressão:

- PI_{MW} - potência instalada de energia eólica necessária para reduzir o preço em 1€/MWh;
- $MProd_{Eólica}$ - valor médio da produção eólica ao longo das 24 horas do dia em estudo;
- $M\Delta_{PM}$ - valor médio da diferença entre o preço de fecho de mercado e o preço de fecho de mercado sem a presença da PRE Eólica;
- $\eta_{Eólica}$ - valor do rendimento da potência instalada em parques eólicos.

Capítulo 5

Resultados dos Estudos Realizados

No presente capítulo são apresentados os resultados obtidos seguindo a metodologia apresentada no Capítulo 4. Através da análise dos resultados é possível retirar diversas conclusões que possibilitam uma melhor percepção do impacto que a PRE tem no MIBEL e, em particular, nos preços do lado português.

5.1 Estimativa dos Preços Marginais com Ausência da PRE e Estimativa do Impacto Tarifário

Por forma a abranger uma maior variedade de resultados possíveis, foram analisados alguns casos extremos e casos intermédios relativos ao valor da produção em regime especial. Decidiu-se então analisar os resultados do despacho do Operador de Mercado para:

- O dia 14 de dezembro de 2012, o dia com maior PRE diária;
- O dia 01 de abril de 2012, o dia com menor PRE diária;
- A semana de 25 de março a 31 de março de 2012, uma semana com valor total de PRE intermédio em relação ao verificado no ano de 2012.

Nas Tabelas 5.1 a 5.9 as colunas iniciais referentes a Preço e a Energia correspondem ao preço de fecho de mercado e à energia despachada no mercado centralizado do MIBEL. As colunas seguintes dizem respeito aos resultados obtidos para o novo despacho obtido sem a presença da energia proveniente da PRE considerando as tecnologias indicadas, em que se apresenta também o novo preço e a quantidade de energia despachada. A coluna *Market Splitting* indica se este mecanismo foi ou não utilizado no despacho original feito pelo Operador de Mercado. O conjunto de colunas denominado por Sem PRE Eólica diz respeito à estimativa de cálculo retirando apenas a energia proveniente da PRE Eólica e mantendo toda a restante energia. Por seu lado, o conjunto denominado por Sem PRE Cogeração diz respeito à estimativa de cálculo retirando apenas a energia proveniente da PRE Cogeração e mantendo a restante energia, nomeadamente a PRE Eólica e o conjunto denominado Sem PRE diz respeito à estimativa de cálculo retirando toda a energia

proveniente de fontes de PRE. O último conjunto de colunas incluem a estimativa do impacto tarifário tal como descrito na Secção 4.3, em que se utilizam as estimativas calculadas retirando toda a energia provenientes de fontes de PRE.

A Tabela 5.10 apresenta os valores médios diários dos resultados presentes nas Tabelas 5.1 a 5.9.

Todos os resultados aqui apresentados são dados em €/MWh, para o preço, em MWh para a energia e em €/h para a estimativa do impacto tarifário.

Tabela 5.1: Resultados para o dia 01 de abril de 2012.

Hora	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Sem PRE Eólica				Sem PRE Cogeração				Sem PRE				Market Splitting?	Impacto Tarifário		
			Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)		Com PRE (€/h)	Sem PRE (€/h)	PRE benéfico?
1	55,91	23250,70	56,60	23248,10	0,69	154,15	59,13	23248,10	3,22	693,13	59,13	23248,10	3,22	852,73	Não	332021,85	312047,85	Não
2	51,16	20610,40	51,53	20610,40	0,37	177,73	53,52	20610,40	2,36	653,28	53,54	20608,00	2,38	838,30	Não	279587,54	250460,98	Não
3	49,72	19256,30	50,21	19256,30	0,49	199,63	50,21	18918,10	0,49	652,10	50,63	18767,80	0,91	856,60	Não	259598,79	215698,51	Não
4	49,69	18180,10	49,72	18180,10	0,03	215,38	49,72	18180,10	0,03	654,08	50,02	18180,10	0,33	874,83	Não	248223,50	206426,67	Não
5	48,06	17617,50	49,69	17617,50	1,63	206,90	49,72	17617,50	1,66	651,90	49,72	17617,50	1,66	863,63	Não	236226,34	198838,86	Não
6	48,06	17306,30	49,20	17306,30	1,14	170,88	49,72	17306,30	1,66	641,10	49,72	17306,30	1,66	818,20	Não	230607,87	195326,52	Não
7	40,19	16672,30	42,11	16591,90	1,92	196,43	46,56	16508,80	6,37	643,80	48,06	16508,80	7,87	846,60	Não	201960,48	180104,73	Não
8	39,26	16635,20	40,00	16611,70	0,74	221,80	42,11	16431,80	2,85	645,25	44,46	16431,80	5,20	876,08	Não	200629,86	165836,63	Não
9	34,07	17332,20	35,13	17287,50	1,06	320,65	36,46	17048,40	2,39	650,85	36,57	16719,50	2,50	1005,05	Não	199387,02	138795,09	Não
10	38,40	17595,80	39,26	17399,80	0,86	241,08	40,00	17298,20	1,60	653,35	40,00	17298,20	1,60	962,33	Não	212338,95	157067,66	Não
11	49,72	19850,00	50,00	19835,30	0,28	134,18	50,21	19412,50	0,49	647,38	50,23	19189,00	0,51	884,40	Não	268884,69	218797,01	Não
12	49,72	20677,80	49,78	20677,80	0,06	82,30	50,21	20192,80	0,49	642,58	50,32	20076,50	0,60	819,18	Não	275036,08	229326,63	Não
13	49,72	21001,30	49,78	21001,30	0,06	51,03	50,21	20516,30	0,49	648,65	50,32	20516,30	0,60	778,00	Não	276560,19	234350,31	Não
14	49,72	21658,90	50,19	21604,60	0,47	78,35	50,32	21173,90	0,60	656,03	50,47	21173,90	0,75	808,28	Não	285368,19	242582,81	Não
15	49,72	21766,80	50,19	21641,30	0,47	145,00	50,21	21281,80	0,49	655,80	50,32	21075,80	0,60	869,43	Não	289388,52	240741,28	Não
16	48,06	20700,20	49,20	20700,20	1,14	299,43	49,72	20700,20	1,66	657,50	49,72	20700,20	1,66	1017,50	Não	278094,61	233631,57	Não
17	40,61	19578,10	44,03	19578,10	3,42	490,60	45,01	19578,10	4,40	662,68	46,95	19578,10	6,34	1185,70	Não	249402,08	208656,54	Não
18	41,84	19516,90	43,66	19216,90	1,82	671,25	43,66	19216,90	1,82	665,45	46,46	19216,90	4,62	1368,43	Não	262852,19	202669,50	Não
19	42,93	19655,90	45,88	19562,20	2,95	665,30	45,76	19562,20	2,83	664,80	48,06	19559,10	5,13	1359,13	Não	267006,59	213382,35	Não
20	46,00	19424,30	47,62	19421,20	1,62	502,28	48,06	19421,20	2,06	637,98	49,72	19421,20	3,72	1161,43	Não	263906,22	219196,21	Não
21	53,54	21516,80	53,98	21516,80	0,44	272,60	55,00	21516,80	1,46	571,45	55,32	21516,80	1,78	874,08	Não	301341,91	270200,23	Não
22	60,36	23430,10	61,00	23430,10	0,64	166,58	61,72	23430,10	1,36	643,85	62,00	23430,10	1,64	839,65	Não	353862,87	329755,23	Não
23	60,36	23756,50	61,00	23756,50	0,64	217,55	62,00	23756,50	1,64	662,98	62,00	23756,50	1,64	893,48	Não	360133,66	334348,98	Não
24	56,55	22735,00	58,52	22735,00	1,97	347,63	59,66	22735,00	3,11	665,20	60,31	22735,00	3,76	1019,43	Não	334858,42	311250,56	Não

Tabela 5.2: Resultados para o dia 14 de dezembro de 2012.

Hora	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Sem PRE Eólica				Sem PRE Cogeração				Sem PRE				Market Splitting?	Impacto Tarifário		
			Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)		Com PRE (€/h)	Sem PRE (€/h)	PRE benéfico?
1	42,80	29310,00	48,79	27592,00	5,99	3527,03	44,59	28734,00	1,79	838,15	49,75	27423,20	6,95	4494,90	Não	516212,55	293325,40	Não
2	25,39	27207,10	40,59	25961,30	15,20	3554,65	30,13	27104,80	4,74	816,58	42,31	25301,30	16,92	4503,80	Não	473885,17	230157,07	Não
3	20,32	6032,00	70,06	5479,60	49,74	3444,33	39,06	6014,50	18,74	810,48	85,00	5479,60	64,68	4395,60	Sim	462596,15	465766,00	Sim
4	22,06	5766,40	70,06	5214,00	48,00	3496,33	39,06	5579,00	17,00	811,05	85,00	5214,00	62,94	4464,68	Sim	464959,64	443190,00	Não
5	23,63	5633,40	70,06	5081,00	46,43	3605,25	39,06	5469,70	15,43	795,33	85,01	5081,00	61,38	4560,55	Sim	470854,28	431935,81	Não
6	22,06	5520,90	70,06	4968,50	48,00	3609,80	39,06	5428,90	17,00	797,40	85,01	4968,50	62,95	4570,98	Sim	467522,66	422372,19	Não
7	22,02	5530,10	68,70	4978,10	46,68	3574,70	39,06	5432,10	17,04	823,03	80,94	4977,70	58,92	4560,08	Sim	466931,30	402895,04	Não
8	45,00	29103,10	53,59	28796,40	8,59	3637,80	49,73	28856,40	4,73	1029,73	54,99	28796,40	9,99	4838,98	Não	537099,82	340455,52	Não
9	49,30	32381,30	53,59	32327,60	4,29	3606,25	49,75	32370,80	0,45	1054,25	55,00	32308,50	5,70	4884,73	Não	580884,07	382048,01	Não
10	53,59	34712,60	61,70	34652,90	8,11	3634,65	56,16	34712,60	2,57	1057,65	64,00	34429,70	10,41	4926,23	Não	618583,69	473752,67	Não
11	52,69	35007,50	59,13	35007,50	6,44	3623,55	53,59	35007,50	0,90	1059,08	61,67	34807,10	8,98	4916,50	Não	619216,75	461509,08	Não
12	49,75	35150,80	56,16	35134,70	6,41	3580,60	52,81	35145,30	3,06	1088,98	59,69	35039,60	9,94	4918,68	Não	613468,58	449675,45	Não
13	51,56	36792,00	57,01	36595,30	5,45	3579,18	53,50	36786,70	1,94	1057,43	59,69	36367,10	8,13	4896,85	Não	635505,42	466711,72	Não
14	49,75	36220,40	55,57	35993,50	5,82	3620,13	52,81	36195,20	3,06	1049,73	58,00	35704,70	8,25	4933,43	Não	625675,12	445237,61	Não
15	46,00	35505,00	52,98	35173,70	6,98	3710,95	49,30	35379,50	3,30	1047,05	53,59	35088,70	7,59	5021,00	Não	612321,90	404286,74	Não
16	44,00	34621,10	49,75	34175,10	5,75	3730,23	45,75	34397,50	1,75	1063,18	51,67	34086,60	7,67	5037,90	Não	599429,86	378669,74	Não
17	43,32	34256,10	49,75	33562,30	6,43	3697,48	45,71	33765,50	2,39	1068,05	51,70	33551,80	8,38	4998,20	Não	592133,84	372945,03	Não
18	45,75	34478,20	51,80	34340,50	6,05	3680,83	46,09	34376,30	0,34	1045,40	53,59	34340,50	7,84	4954,90	Não	597743,06	395666,09	Não
19	49,75	36043,30	55,81	36003,20	6,06	3404,55	52,81	36003,30	3,06	1047,60	59,24	35956,20	9,49	4683,53	Não	611616,60	457959,74	Não
20	53,59	36844,40	60,06	36654,40	6,47	3390,48	55,81	36789,40	2,22	1044,10	61,94	36520,40	8,35	4666,68	Não	631892,03	486345,82	Não
21	49,75	36445,00	54,93	36154,50	5,18	3401,15	52,00	36279,50	2,25	1030,33	56,16	35916,50	6,41	4667,05	Não	615143,39	433670,19	Não
22	49,75	36145,60	54,93	35935,10	5,18	3262,65	51,80	36035,10	2,05	1022,28	56,16	35835,10	6,41	4513,30	Não	604603,18	432687,33	Não
23	46,02	35258,20	51,56	34749,70	5,54	3152,70	48,93	34973,30	2,91	1043,40	53,50	34454,70	7,48	4418,25	Não	578834,70	396315,19	Não
24	45,00	33080,80	49,71	32586,10	4,71	3151,60	45,77	32902,70	0,77	1032,25	50,42	32348,80	5,42	4421,10	Não	554856,06	350670,70	Não

Tabela 5.3: Resultados para o dia 25 de março de 2012.

Hora	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Sem PRE Eólica				Sem PRE Cogeração				Sem PRE				Market Splitting?	Impacto Tarifário		
			Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)		Com PRE (€/h)	Sem PRE (€/h)	PRE benéfico?
1	54,02	22202,80	55,32	22202,80	1,30	429,96	58,13	22154,80	4,11	767,59	58,53	22151,30	4,51	1208,48	Não	334683,18	303384,65	Não
2	50,00	20364,70	50,31	20191,80	0,31	437,45	50,33	20174,80	0,33	772,85	53,32	19950,90	3,32	1221,88	Não	297799,89	248924,99	Não
3	35,15	18285,20	38,57	17804,80	3,42	574,25	40,02	17922,10	4,87	795,05	43,06	17463,70	7,91	1375,48	Não	237524,74	175964,94	Não
4	36,60	17525,10	38,20	17254,30	1,60	774,48	38,57	17235,00	1,97	793,83	43,08	16655,80	6,48	1575,15	Não	247230,38	167902,46	Não
5	38,57	16857,40	43,22	16541,00	4,65	884,55	43,08	16565,70	4,51	793,70	45,81	16541,00	7,24	1687,70	Não	252756,28	177311,91	Não
6	37,83	17391,50	40,33	16927,70	2,50	953,60	38,57	17066,20	0,74	798,05	45,06	16528,60	7,23	1760,78	Não	260124,81	174278,22	Não
7	38,57	17631,00	45,06	17092,30	6,49	991,80	45,00	17092,30	6,43	790,40	48,60	17092,30	10,03	1788,88	Não	265573,09	194380,47	Não
8	38,40	4124,30	52,32	3940,30	13,92	1004,05	51,20	3940,30	12,80	792,18	58,78	3940,30	20,38	1820,43	Sim	267199,86	231610,83	Não
9	36,77	18354,70	38,71	17881,00	1,94	924,25	38,40	18013,00	1,63	785,45	43,57	17881,00	6,80	1783,85	Não	268168,40	182303,59	Não
10	48,06	20241,90	49,51	20101,40	1,45	713,15	49,57	20123,30	1,51	781,23	49,72	19978,90	1,66	1627,63	Não	310911,47	232444,11	Não
11	49,72	21622,60	49,72	20958,80	0,00	540,58	49,99	20958,80	0,27	778,75	50,32	20958,80	0,60	1462,43	Não	324497,60	246787,35	Não
12	49,72	22292,90	49,72	21804,70	0,00	419,78	50,05	21804,70	0,33	780,73	50,32	21804,70	0,60	1331,20	Não	325973,49	256747,73	Não
13	48,16	22146,90	49,50	22146,90	1,34	396,18	49,51	21886,30	1,35	775,20	49,72	21658,60	1,56	1321,98	Não	318065,35	251986,55	Não
14	48,06	22024,80	48,60	22024,80	0,54	304,80	49,57	21927,70	1,51	779,73	49,72	21829,90	1,66	1228,53	Não	311687,21	253979,53	Não
15	45,00	21521,50	45,16	21376,20	0,16	235,33	47,13	21281,50	2,13	782,25	48,00	21281,50	3,00	1146,68	Não	289955,36	239033,81	Não
16	40,00	21048,30	40,79	20880,30	0,79	225,25	44,73	20864,90	4,73	779,55	45,00	20580,40	5,00	1120,30	Não	264396,35	216711,61	Não
17	40,33	20808,90	40,79	20700,20	0,46	220,70	44,07	20478,90	3,74	779,38	45,00	20478,90	4,67	1088,53	Não	261243,99	215642,82	Não
18	45,00	21276,10	45,00	21066,00	0,00	199,55	47,33	20976,20	2,33	780,20	48,06	20976,20	3,06	1038,70	Não	280856,86	235899,18	Não
19	47,97	20780,10	48,00	20780,10	0,03	170,80	49,57	20670,10	1,60	780,65	49,57	20622,10	1,60	981,03	Não	283793,90	239203,57	Não
20	53,54	22234,10	54,50	22234,10	0,96	176,08	55,43	22234,10	1,89	786,15	55,43	22234,10	1,89	995,48	Não	324318,86	288390,06	Não
21	63,10	23960,00	64,00	23960,00	0,90	181,10	65,58	23960,00	2,48	787,75	66,00	23960,00	2,90	994,90	Não	389914,73	370038,24	Não
22	60,07	24113,80	61,00	24113,80	0,93	191,75	62,32	24113,80	2,25	792,65	63,00	24113,80	2,93	999,08	Não	378120,51	355485,64	Não
23	52,62	22241,80	53,32	22111,20	0,70	267,98	53,54	22111,20	0,92	795,98	53,54	22108,50	0,92	1075,00	Não	323784,85	276983,25	Não
24	Dia de mudança horária de Verão, apenas possui 23 horas																	

Tabela 5.4: Resultados para o dia 26 de março de 2012.

Hora	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Sem PRE Eólica				Sem PRE Cogeração				Sem PRE				Market Splitting?	Impacto Tarifário		
			Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)		Com PRE (€/h)	Sem PRE (€/h)	PRE benéfico?
1	50,05	22546,50	50,05	22129,50	0,00	417,00	50,32	22061,50	0,27	780,35	51,14	22061,50	1,09	1206,25	Não	316017,22	257235,33	Não
2	36,76	20257,50	38,38	20127,10	1,62	547,13	39,02	19962,50	2,26	780,98	40,88	19671,10	4,12	1336,43	Não	252341,91	183347,24	Não
3	32,75	18833,20	33,13	18596,20	0,38	587,80	33,94	18596,20	1,19	785,15	35,00	18596,20	2,25	1381,73	Não	231460,10	148397,68	Não
4	32,32	18300,80	33,13	18063,80	0,81	697,93	33,33	18063,80	1,01	787,03	35,00	18031,10	2,68	1492,83	Não	233430,96	143888,18	Não
5	32,16	18301,00	33,83	18064,00	1,67	828,75	33,33	18064,00	1,17	791,73	35,00	18064,00	2,84	1625,98	Não	241579,92	144150,72	Não
6	34,46	18442,10	35,00	18174,10	0,54	958,35	35,00	18174,10	0,54	792,05	35,71	17841,20	1,25	1755,90	Não	256633,33	145260,91	Não
7	40,02	18790,50	46,15	18580,50	6,13	1039,78	44,93	18580,50	4,91	828,78	48,95	18556,70	8,93	1877,90	Não	280504,16	207103,91	Não
8	53,54	22304,80	57,10	22304,80	3,56	1139,53	56,03	22304,80	2,49	1048,08	58,00	22188,30	4,46	2197,95	Não	370421,74	293418,08	Não
9	54,03	25382,40	56,02	25357,40	1,99	1158,23	56,02	25357,40	1,99	1085,43	60,67	25212,50	6,64	2292,20	Não	414387,03	348758,46	Não
10	55,00	26445,10	59,32	26445,10	4,32	1002,75	60,00	26445,10	5,00	1114,15	62,32	26380,70	7,32	2242,70	Não	430145,15	374842,31	Não
11	55,00	27458,60	60,00	27458,60	5,00	831,93	61,00	27431,80	6,00	1123,65	64,00	27431,80	9,00	2110,08	Não	437731,32	400284,83	Não
12	55,00	27946,60	60,00	27946,60	5,00	705,05	61,00	27946,60	6,00	1120,45	63,71	27936,70	8,71	1984,88	Não	438684,75	405805,15	Não
13	53,54	28625,70	55,21	28625,70	1,67	572,03	59,32	28625,70	5,78	1106,13	61,02	28617,40	7,48	1834,78	Não	434012,07	398141,29	Não
14	53,54	27913,40	55,00	27913,40	1,46	519,00	59,32	27913,40	5,78	1092,45	61,17	27913,40	7,63	1755,88	Não	421709,55	389301,49	Não
15	50,00	27423,10	50,81	27173,60	0,81	417,43	51,47	27173,80	1,47	1091,43	52,37	27172,60	2,37	1646,88	Não	394628,61	324450,63	Não
16	50,05	27595,10	50,05	27318,20	0,00	276,95	50,81	27104,90	0,76	1089,68	51,00	27104,90	0,95	1501,70	Não	390005,04	315175,78	Não
17	50,00	26962,20	50,00	26728,60	0,00	217,53	50,50	26471,90	0,50	1087,03	50,81	26471,90	0,81	1431,80	Não	379174,92	306668,49	Não
18	50,05	27144,10	50,31	26990,70	0,26	205,48	50,88	26990,70	0,83	1087,28	51,20	26990,70	1,15	1402,80	Não	379907,29	315078,64	Não
19	51,00	27445,40	51,47	27445,40	0,47	252,78	52,86	27329,30	1,86	1092,40	53,32	27329,30	2,32	1408,60	Não	387622,54	332241,21	Não
20	54,00	27302,50	54,60	27286,90	0,60	336,00	55,21	27192,50	1,21	1093,13	57,10	26988,30	3,10	1460,48	Não	402203,86	351355,28	Não
21	57,20	28697,50	60,00	28567,50	2,80	525,73	61,00	28442,50	3,80	1089,35	62,00	28367,40	4,80	1661,28	Não	443759,57	401001,57	Não
22	61,94	29189,90	64,97	29152,20	3,03	749,10	66,10	29152,20	4,16	1082,05	69,13	29079,70	7,19	1874,43	Não	481201,50	458343,76	Não
23	53,54	28333,70	58,00	28312,80	4,46	926,45	59,32	28312,80	5,78	1077,35	62,00	28312,80	8,46	2020,98	Não	436556,92	400229,74	Não
24	45,00	25464,60	48,60	25358,50	3,60	1189,13	48,60	25358,50	3,60	1066,73	50,19	24982,50	5,19	2264,73	Não	381670,40	285882,74	Não

Tabela 5.5: Resultados para o dia 27 de março de 2012.

Hora	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Sem PRE Eólica				Sem PRE Cogeração				Sem PRE				Market Splitting?	Impacto Tarifário		
			Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)		Com PRE (€/h)	Sem PRE (€/h)	PRE benéfico?
1	38,57	23191,40	49,51	22726,70	10,94	1525,23	47,33	23046,90	8,76	799,53	49,72	22494,80	11,15	2333,08	Não	347441,31	261715,30	Não
2	34,07	21256,60	37,33	20439,60	3,26	1665,08	36,16	20937,20	2,09	786,38	38,57	20101,10	4,50	2458,65	Não	325905,11	181420,07	Não
3	31,00	20046,00	33,99	19667,30	2,99	1639,70	32,96	19960,10	1,96	780,88	35,20	19381,50	4,20	2427,63	Não	307344,33	159641,54	Não
4	32,30	4856,50	57,20	4672,50	24,90	1724,40	45,62	4896,20	13,32	773,05	59,69	4672,50	27,39	2503,68	Sim	320502,94	278901,53	Não
5	31,58	4768,50	58,78	4584,50	27,20	1813,98	45,62	4768,50	14,04	775,20	60,00	4584,50	28,42	2595,58	Sim	322023,15	275070,00	Não
6	31,51	4582,60	57,20	4582,60	25,69	1748,90	38,02	4582,60	6,51	772,68	59,69	4582,60	28,18	2529,28	Sim	311700,83	273535,39	Não
7	40,00	19973,30	46,77	18908,30	6,77	1816,83	43,08	19502,00	3,08	803,35	48,50	18866,40	8,50	2626,98	Não	338399,38	214114,77	Não
8	53,54	23150,70	57,02	22862,60	3,48	1896,35	55,02	23134,10	1,48	1032,53	58,53	22501,00	4,99	2939,43	Não	420142,72	308174,15	Não
9	53,54	26241,90	57,57	26207,20	4,03	1916,40	55,00	26092,70	1,46	1044,53	60,42	25958,30	6,88	3014,45	Não	462711,74	367005,71	Não
10	53,54	26830,90	58,53	26595,40	4,99	1609,88	57,00	26778,90	3,46	1080,80	61,00	26330,80	7,46	2827,55	Não	463233,38	375845,84	Não
11	51,20	27831,50	53,54	27400,00	2,34	1602,08	52,62	27335,20	1,42	1096,45	55,00	27300,10	3,80	2863,85	Não	469220,45	351352,29	Não
12	49,72	28360,20	51,20	27519,40	1,48	1668,95	50,81	27629,40	1,09	1103,38	53,52	27151,30	3,80	2939,60	Não	473576,74	340034,19	Não
13	48,16	28202,70	49,72	27683,70	1,56	1732,05	48,95	27629,10	0,79	1048,58	50,81	27351,90	2,65	2947,40	Não	466242,59	325201,51	Não
14	40,87	27936,90	47,00	27173,30	6,13	1656,53	45,00	27532,30	4,13	1037,63	49,00	27110,80	8,13	2853,23	Não	431684,99	310852,43	Não
15	35,22	27778,70	39,84	26790,40	4,62	1542,23	38,91	27020,60	3,69	1042,05	40,91	26563,50	5,69	2742,13	Não	402733,22	254290,79	Não
16	34,75	27466,40	38,00	26660,10	3,25	1504,38	36,71	26872,10	1,96	1042,40	39,93	26111,50	5,18	2705,85	Não	396197,43	243975,93	Não
17	34,75	27042,10	37,00	26127,60	2,25	1587,58	35,20	26430,60	0,45	1039,55	39,62	25523,10	4,87	2769,90	Não	396491,42	236626,70	Não
18	36,57	26802,90	40,00	26239,70	3,43	1519,98	39,93	26262,80	3,36	1038,95	43,08	25737,70	6,51	2689,45	Não	395919,01	259454,55	Não
19	42,59	26901,90	46,16	26333,60	3,57	1479,30	45,88	26618,80	3,29	1044,15	48,57	26309,50	5,98	2617,55	Não	414116,15	299017,47	Não
20	46,00	26667,00	48,60	26463,90	2,60	1478,23	48,06	26465,10	2,06	1049,03	49,72	26306,60	3,72	2579,55	Não	421664,21	306063,61	Não
21	53,54	27927,20	57,00	27511,00	3,46	1725,50	55,21	27703,80	1,67	1056,48	60,04	27475,10	6,50	2819,15	Não	475216,66	386007,57	Não
22	53,37	28250,40	57,20	28209,10	3,83	2038,40	54,20	28234,80	0,83	1057,70	61,20	28163,20	7,83	3126,00	Não	491824,74	403319,55	Não
23	49,72	27651,80	53,54	27130,20	3,82	2253,15	50,88	27270,30	1,16	1054,58	54,42	27110,10	4,70	3318,93	Não	480948,98	345227,60	Não
24	38,84	24954,50	45,00	24223,50	6,16	2385,98	40,00	24572,70	1,16	1043,83	48,57	24216,40	9,73	3437,25	Não	428909,57	275228,59	Não

Tabela 5.6: Resultados para o dia 28 de março de 2012.

Hora	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Sem PRE Eólica				Sem PRE Cogeração				Sem PRE				Market Splitting?	Impacto Tarifário		
			Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)		Com PRE (€/h)	Sem PRE (€/h)	PRE benéfico?
1	50,01	23845,20	52,01	23154,10	2,00	2335,43	50,75	23602,20	0,74	785,15	53,54	23116,00	3,53	3129,75	Não	426456,73	288367,94	Não
2	35,21	21451,00	49,57	20373,60	14,36	2286,10	39,00	20756,50	3,79	765,65	49,72	20108,30	14,51	3057,45	Não	366357,29	232949,83	Não
3	35,00	19960,10	39,00	18705,30	4,00	2253,70	35,53	19589,30	0,53	770,25	47,33	18610,00	12,33	3030,03	Não	352118,10	205229,03	Não
4	34,07	19167,00	41,20	17641,40	7,13	2205,55	35,71	18660,00	1,64	773,68	43,43	17485,20	9,36	2984,75	Não	341482,44	176936,06	Não
5	34,07	18867,30	40,93	17285,00	6,86	2237,18	35,00	18344,80	0,93	774,48	43,43	17247,40	9,36	3022,80	Não	341563,05	174529,72	Não
6	34,07	19076,90	40,04	17877,70	5,97	2165,10	37,33	18665,30	3,26	769,75	47,33	17788,30	13,26	2949,98	Não	338704,18	196167,42	Não
7	44,18	19247,70	49,00	18682,60	4,82	1946,38	47,00	19220,30	2,82	802,43	49,72	18832,40	5,54	2760,63	Não	345686,06	218168,83	Não
8	53,36	23150,50	54,37	22990,70	1,01	1879,98	53,54	23191,70	0,18	1041,83	55,54	22811,40	2,18	2937,55	Não	418474,18	295198,22	Não
9	53,54	25089,50	58,00	24791,20	4,46	1838,83	55,02	24950,20	1,48	1063,83	60,01	24718,10	6,47	2961,58	Não	444777,86	345616,63	Não
10	53,54	26218,40	59,45	26092,50	5,91	1806,68	55,32	26123,60	1,78	1102,30	62,00	26080,00	8,46	3051,55	Não	463963,61	376751,68	Não
11	53,54	27322,20	61,09	27256,60	7,55	1847,30	60,00	27311,80	6,46	1099,80	64,72	27199,00	11,18	3109,00	Não	480460,45	410154,39	Não
12	53,54	27855,70	61,72	27789,20	8,18	2122,00	59,62	27798,30	6,08	1092,90	64,97	27726,40	11,43	3375,78	Não	498595,54	419722,52	Não
13	50,00	28726,00	53,54	28329,30	3,54	2327,53	51,47	28503,40	1,47	1052,20	57,13	28136,60	7,13	3543,43	Não	505453,29	374534,44	Não
14	48,16	28275,50	51,47	27986,20	3,31	2336,40	49,72	28088,40	1,56	1010,35	53,54	27934,60	5,38	3493,68	Não	491840,75	348479,11	Não
15	42,53	27821,80	49,75	27515,70	7,22	2178,20	47,78	27793,40	5,25	990,90	50,20	27424,10	7,67	3314,85	Não	460161,87	320768,73	Não
16	43,02	27742,50	49,00	27401,60	5,98	2018,00	47,33	27603,30	4,31	991,20	49,72	27033,70	6,70	3153,08	Não	452211,20	313178,93	Não
17	40,33	27229,40	48,06	27118,80	7,73	1917,75	45,28	27187,30	4,95	999,13	49,57	26471,80	9,24	3050,90	Não	432617,41	305744,26	Não
18	44,18	27483,90	49,00	27119,10	4,82	1795,93	48,06	27331,60	3,88	1013,45	49,72	26735,00	5,54	2927,18	Não	441248,16	309718,56	Não
19	45,01	27345,00	48,83	27154,50	3,82	1648,60	47,85	27474,10	2,84	1024,03	49,72	26866,30	4,71	2756,05	Não	433409,55	311239,64	Não
20	47,78	26609,80	49,66	26043,40	1,88	1512,48	49,17	26316,80	1,39	1039,00	50,17	26002,30	2,39	2591,03	Não	426631,99	303956,75	Não
21	50,00	27735,40	52,62	27495,50	2,62	1796,53	51,00	27530,40	1,00	1047,10	53,54	27475,90	3,54	2879,68	Não	461215,39	342756,91	Não
22	50,20	28061,00	53,52	27779,70	3,32	2107,00	51,47	27959,10	1,27	1051,98	53,80	27725,80	3,60	3193,90	Não	480351,58	347553,99	Não
23	49,72	27557,20	53,20	26908,10	3,48	2278,33	50,88	27196,60	1,16	1048,25	53,54	26999,40	3,82	3336,50	Não	479268,08	336812,66	Não
24	38,20	25405,70	47,33	25084,20	9,13	2365,58	41,78	25182,00	3,58	1033,80	49,57	24759,90	11,37	3406,15	Não	428576,58	285972,14	Não

Tabela 5.7: Resultados para o dia 29 de março de 2012.

Hora	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Sem PRE Eólica				Sem PRE Cogeração				Sem PRE				Market Splitting?	Impacto Tarifário		
			Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)		Com PRE (€/h)	Sem PRE (€/h)	PRE benéfico?
1	34,22	22458,60	47,33	21578,00	13,11	2277,80	37,33	21976,70	3,11	765,05	49,00	21161,90	14,78	3048,93	Não	394227,90	271676,47	Não
2	26,00	20071,50	32,12	19369,10	6,12	2207,65	29,71	20118,00	3,71	749,73	33,00	19094,20	7,00	2962,13	Não	348461,17	165088,45	Não
3	17,07	19198,10	28,00	17965,20	10,93	2107,88	20,13	18725,60	3,06	760,55	31,71	17835,70	14,64	2872,45	Não	316928,40	148179,35	Não
4	30,24	4963,30	58,79	4784,40	28,55	1914,60	45,16	4828,60	14,92	773,38	64,30	4692,20	34,06	2691,83	Sim	331359,83	301708,46	Não
5	29,61	4802,40	58,78	4533,50	29,17	1764,63	45,16	4573,20	15,55	802,88	62,10	4524,40	32,49	2573,75	Sim	317363,08	280965,24	Não
6	29,57	4792,80	56,10	4535,60	26,53	1527,95	45,16	4566,10	15,59	799,38	59,69	4516,80	30,12	2335,68	Sim	301025,30	269607,79	Não
7	34,50	17861,00	36,50	17504,00	2,00	1344,03	36,34	17815,90	1,84	827,15	38,40	16909,40	3,90	2179,43	Não	299596,16	170122,09	Não
8	45,88	19496,00	48,86	19219,20	2,98	1302,90	48,15	19248,10	2,27	1052,03	49,57	18850,90	3,69	2365,25	Não	357847,21	244823,05	Não
9	49,57	21281,70	50,62	20970,70	1,05	1259,60	50,10	20989,40	0,53	1083,80	51,47	20767,80	1,90	2392,60	Não	393056,75	280056,69	Não
10	49,72	22885,00	51,47	22356,50	1,75	1289,58	51,03	22358,50	1,31	1132,63	53,32	22132,10	3,60	2560,48	Não	423628,88	309181,90	Não
11	49,72	24200,90	51,47	23636,50	1,75	1490,53	50,88	23684,90	1,16	1127,58	53,52	23254,10	3,80	2773,45	Não	450986,44	326074,57	Não
12	49,57	24479,50	50,81	23983,50	1,24	1618,58	49,72	24131,10	0,15	1125,45	52,04	23636,40	2,47	2882,68	Não	458990,59	322270,02	Não
13	47,20	24940,60	49,72	24254,10	2,52	1867,65	48,16	24345,50	0,96	1107,18	51,47	24256,20	4,27	3097,65	Não	466701,93	327098,25	Não
14	40,00	24923,50	46,46	23901,20	6,46	2036,33	44,18	24297,90	4,18	1094,63	48,50	23744,40	8,50	3226,25	Não	448668,49	301720,09	Não
15	38,57	25172,80	43,57	24317,50	5,00	2129,28	40,46	25029,00	1,89	1063,78	46,77	24106,20	8,20	3284,30	Não	449691,89	295391,11	Não
16	36,57	24956,40	40,00	24019,00	3,43	2036,25	38,71	24267,90	2,14	1060,33	42,00	23586,40	5,43	3190,83	Não	435405,14	259544,75	Não
17	33,31	24383,20	38,20	23572,90	4,89	1876,50	35,40	23885,60	2,09	1075,68	39,93	22991,10	6,62	3043,13	Não	410128,81	240525,07	Não
18	36,00	24430,20	39,62	23573,70	3,62	1644,40	38,46	23848,10	2,46	1073,95	41,43	23341,30	5,43	2808,80	Não	405335,60	253361,88	Não
19	45,00	24323,80	47,35	24028,10	2,35	1465,70	47,26	24068,70	2,26	1085,10	49,51	23813,30	4,51	2597,60	Não	424946,58	308897,08	Não
20	49,10	24382,70	49,72	24058,00	0,62	1232,73	49,72	24201,80	0,62	1088,95	50,88	24047,90	1,78	2347,75	Não	429027,87	320571,97	Não
21	50,05	24879,80	51,47	24534,00	1,42	1098,70	51,47	24698,30	1,42	1090,08	53,20	24495,40	3,15	2220,98	Não	433555,05	341426,68	Não
22	50,00	25540,50	51,47	25462,80	1,47	1079,10	51,47	25370,00	1,47	1095,80	53,54	25286,40	3,54	2201,30	Não	441017,14	354704,47	Não
23	49,72	25711,70	51,32	25375,00	1,60	1090,65	51,32	25383,90	1,60	1081,73	53,32	25245,50	3,60	2183,68	Não	440920,45	352675,60	Não
24	45,83	23706,20	48,02	23663,60	2,19	1053,73	48,02	23658,30	2,19	1058,98	49,57	23226,60	3,74	2122,73	Não	395943,52	301651,75	Não

Tabela 5.8: Resultados para o dia 30 de março de 2012.

Hora	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Sem PRE Eólica				Sem PRE Cogeração				Sem PRE				Market Splitting?	Impacto Tarifário		
			Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)		Com PRE (€/h)	Sem PRE (€/h)	PRE benéfico?
1	37,22	22812,80	40,94	22356,80	3,72	882,78	40,94	22416,80	3,72	808,05	47,00	22198,80	9,78	1701,10	Não	304127,02	246229,09	Não
2	30,00	20616,60	31,15	20379,10	1,15	904,53	31,05	20470,50	1,05	783,10	33,00	20424,80	3,00	1694,83	Não	261454,70	159068,34	Não
3	28,87	4914,10	47,85	4702,10	18,98	1049,68	45,16	4766,10	16,29	790,73	58,78	4702,10	29,91	1846,65	Sim	269583,01	276389,44	Sim
4	29,62	4921,80	48,16	4645,80	18,54	1101,08	45,15	4628,20	15,53	796,33	58,78	4645,80	29,16	1905,10	Sim	276068,44	273080,12	Não
5	29,57	4777,80	47,85	4501,80	18,28	1014,98	45,16	4524,60	15,59	790,90	58,78	4501,80	29,21	1813,68	Sim	265507,21	264615,80	Não
6	28,77	4778,80	46,77	4502,80	18,00	1144,43	45,16	4747,00	16,39	794,48	58,78	4502,80	30,01	1947,98	Sim	272315,23	264674,58	Não
7	35,00	19777,00	38,63	18748,30	3,63	1242,63	37,99	19077,30	2,99	817,78	41,04	18271,30	6,04	2069,65	Não	293630,85	176965,58	Não
8	49,72	22416,50	51,32	22288,40	1,60	1282,18	50,84	22292,20	1,12	1045,93	53,32	22196,50	3,60	2338,18	Não	376151,64	279310,10	Não
9	49,72	24536,80	51,47	24444,10	1,75	1251,78	51,47	24465,60	1,75	1075,28	53,03	24244,90	3,31	2345,00	Não	401543,71	303426,86	Não
10	52,70	26173,50	54,02	26031,60	1,32	1084,58	54,03	26080,00	1,33	1111,25	56,60	25833,90	3,90	2257,65	Não	429011,49	345078,90	Não
11	49,72	26548,40	51,47	26587,40	1,75	953,13	51,47	26584,30	1,75	1112,23	53,32	26459,30	3,60	2152,70	Não	417140,34	332951,13	Não
12	49,72	27033,30	51,00	26736,80	1,28	978,10	51,16	26745,90	1,44	1110,08	53,54	26745,90	3,82	2184,80	Não	424454,16	337946,21	Não
13	50,00	27872,20	51,60	27742,10	1,60	1046,68	51,70	27764,80	1,70	1078,95	53,54	27664,80	3,54	2206,43	Não	436235,42	349556,92	Não
14	47,55	27073,30	49,72	27064,00	2,17	1122,10	49,72	27064,00	2,17	1058,78	50,88	27099,50	3,33	2237,55	Não	417711,18	325402,12	Não
15	47,02	26891,40	48,06	26504,50	1,04	932,03	48,16	26547,90	1,14	1056,58	49,72	26401,10	2,70	2029,43	Não	402936,79	309788,40	Não
16	47,02	26448,00	47,50	26014,50	0,48	753,48	48,16	26005,30	1,14	1055,80	49,72	25954,90	2,70	1843,35	Não	388680,87	304552,72	Não
17	47,85	26302,70	49,50	26346,50	1,65	660,20	49,72	26272,40	1,87	1061,33	50,01	26325,50	2,16	1760,75	Não	386740,25	310703,03	Não
18	49,72	26665,60	50,62	26664,50	0,90	497,68	50,88	26664,50	1,16	1063,75	51,47	26664,50	1,75	1603,98	Não	391999,67	323891,55	Não
19	50,75	27398,20	50,88	27398,20	0,13	335,28	51,60	27398,20	0,85	1068,93	52,01	27398,20	1,26	1434,13	Não	397648,07	336295,37	Não
20	51,60	27632,80	52,00	27632,80	0,40	260,50	53,00	27632,80	1,40	1042,80	53,32	27632,80	1,72	1335,68	Não	400295,88	347717,89	Não
21	52,60	26738,50	53,05	26738,50	0,45	256,10	54,50	26738,50	1,90	1015,75	55,05	26738,50	2,45	1299,43	Não	392636,93	347381,24	Não
22	55,00	27865,00	56,07	27865,00	1,07	306,15	59,33	27865,00	4,33	1022,65	59,78	27865,00	4,78	1352,20	Não	421451,27	393121,65	Não
23	50,62	27270,20	50,81	27270,20	0,19	292,85	51,70	27238,20	1,08	1055,43	52,65	27238,20	2,03	1361,15	Não	391836,55	338445,53	Não
24	49,72	26137,90	50,01	26137,90	0,29	291,38	58,86	26137,90	9,14	1038,23	51,32	26055,30	1,60	1335,05	Não	372607,29	315569,29	Não

Tabela 5.9: Resultados para o dia 31 de março de 2012.

Hora	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Sem PRE Eólica				Sem PRE Cogeração				Sem PRE				Market Splitting?	Impacto Tarifário		
			Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Energia (MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)		Com PRE (€/h)	Sem PRE (€/h)	PRE benéfico?
1	54,42	24789,70	55,69	24765,00	1,27	382,65	58,13	24757,30	3,71	779,98	58,78	24704,40	4,36	1169,68	Não	355424,33	326728,04	Não
2	50,03	22295,40	50,12	21930,80	0,09	628,53	50,25	21764,50	0,22	751,63	53,54	21763,30	3,51	1386,05	Não	317993,45	262171,59	Não
3	41,02	19819,20	49,10	19793,30	8,08	714,05	49,20	19793,30	8,18	760,43	49,72	19305,70	8,70	1479,63	Não	267656,08	215972,87	Não
4	38,40	4534,70	49,20	4452,10	10,80	700,95	51,70	4452,10	13,30	776,60	58,78	4452,10	20,38	1482,85	Sim	262982,40	261694,44	Não
5	34,83	4414,20	48,06	4285,70	13,23	556,43	49,20	4285,70	14,37	774,53	58,78	4285,70	23,95	1335,38	Sim*	238748,22	251913,45	Sim
6	34,83	4494,00	45,69	4250,00	10,86	549,35	48,16	4250,00	13,33	768,63	56,70	4250,00	21,87	1324,83	Sim*	240889,24	240975,00	Sim
7	34,83	18172,50	36,57	17772,00	1,74	620,53	38,40	17716,40	3,57	769,93	45,00	17469,30	10,17	1398,83	Não	231378,97	176876,66	Não
8	38,91	18126,70	42,02	18070,90	3,11	588,18	44,18	18070,90	5,27	768,45	47,33	18070,90	8,42	1366,18	Não	240077,39	192441,53	Não
9	40,33	18916,10	43,63	18671,20	3,30	507,85	45,69	18671,20	5,36	793,20	48,03	18671,20	7,70	1317,75	Não	248531,03	201774,99	Não
10	49,69	20583,70	49,69	20132,50	0,00	361,83	49,72	20093,60	0,03	959,40	50,35	20093,60	0,66	1393,10	Não	299447,49	227635,37	Não
11	51,70	22663,20	52,02	22663,20	0,32	237,93	53,54	22663,20	1,84	972,05	54,42	22657,70	2,72	1324,65	Não	327668,78	277432,21	Não
12	53,54	23799,70	54,01	23799,70	0,47	163,13	56,32	23799,70	2,78	974,23	58,00	23799,70	4,46	1258,03	Não	345515,03	310586,09	Não
13	54,01	24193,70	55,00	24193,70	0,99	178,10	56,85	24193,70	2,84	975,43	59,20	24193,70	5,19	1257,00	Não	351961,37	322260,08	Não
14	55,00	24335,70	55,69	24335,70	0,69	185,03	59,32	24310,50	4,32	967,43	60,02	24310,50	5,02	1209,68	Não	355255,38	328301,15	Não
15	56,25	24155,00	56,67	24155,00	0,42	168,73	60,00	24155,00	3,75	809,23	60,13	24155,00	3,88	1047,15	Não	351410,05	326799,03	Não
16	52,00	23555,80	52,04	23555,80	0,04	219,85	53,54	23555,80	1,54	801,68	54,01	23555,80	2,01	1099,60	Não	328190,60	286255,97	Não
17	50,12	22713,40	50,35	22713,40	0,23	276,75	50,88	22713,40	0,76	794,65	51,47	22713,40	1,35	1165,35	Não	314045,10	263038,21	Não
18	50,35	22834,20	50,88	22834,20	0,53	403,78	51,47	22834,20	1,12	789,48	52,04	22834,20	1,69	1247,88	Não	319611,42	267365,65	Não
19	52,07	22543,30	53,32	22249,00	1,25	460,28	54,20	22249,00	2,13	795,70	55,69	22249,00	3,62	1300,43	Não	325123,47	278785,53	Não
20	50,35	22704,40	50,88	22704,40	0,53	383,58	51,47	22704,40	1,12	809,43	52,02	22704,40	1,67	1227,68	Não	317001,19	265743,65	Não
21	54,10	23800,70	55,00	23800,70	0,90	322,10	58,13	23800,70	4,03	913,38	60,00	23800,70	5,90	1279,53	Não	347543,37	321309,45	Não
22	60,02	25244,90	61,00	25244,90	0,98	251,15	62,00	25244,90	1,98	917,30	62,97	25244,90	2,95	1198,10	Não	388009,34	357676,05	Não
23	55,00	24979,30	56,02	24979,30	1,02	207,13	59,32	24979,30	4,32	795,73	60,00	24979,30	5,00	1015,75	Não	354033,07	337220,55	Não
24	50,00	23232,20	50,63	23232,20	0,63	191,38	50,81	22890,60	0,81	780,08	50,88	22890,60	0,88	979,95	Não	309578,34	262051,59	Não

* Não há Market Splitting porém as interligações no sentido Espanha - Portugal estão já saturadas

Tabela 5.10: Valores médios diários dos resultados apresentados nas Tabelas 5.1 a 5.9.

	Valor médio									
Dia	Preço (€/MWh)	Sem PRE Eólica			Sem PRE Cogeração			Sem PRE		
		Preço (€/MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Preço (€/MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)
01/abr	48,06	49,10	1,04	259,53	49,95	1,90	650,88	50,59	2,53	944,68
14/dez	41,79	56,93	15,15	3528,20	47,18	5,40	980,52	61,42	19,63	4718,66
25/mar	45,97	47,90	1,93	487,71	48,77	2,80	784,75	50,57	4,61	1331,91
26/mar	48,37	50,46	2,09	670,91	51,22	2,85	1003,87	52,99	4,61	1740,38
27/mar	42,29	49,07	6,78	1730,46	45,76	3,47	975,15	51,07	8,78	2777,75
28/mar	45,14	50,52	5,38	2050,27	47,73	2,60	964,31	52,58	7,45	3084,05
29/mar	40,29	46,99	6,70	1613,20	43,90	3,60	998,99	49,09	8,80	2665,15
30/mar	44,59	48,77	4,18	818,51	49,04	4,45	985,63	52,31	7,72	1835,68
31/mar	48,41	50,97	2,56	385,80	52,60	4,20	833,27	54,91	6,50	1261,04

5.2 Análise dos Resultados

5.2.1 Análise dos Resultados – Resultados Gerais

Seria de esperar que quanto maior for a PRE retirada maior seja o impacto a nível de preço. Porém a inclinação da curva agregada das ofertas de venda, ou seja, as propostas de venda que compensam a PRE retirada é igualmente importante no estabelecimento do novo preço de mercado. Isto pode ser comprovado, por exemplo, pelo despacho obtido na primeira e na segunda horas do dia 28 de março de 2012. Nestes casos, a energia retirada relativa a toda a PRE foi de 3129,75 MWh e de 3057,45 MWh, respetivamente. Como a energia retirada nos dois casos é muito próxima seria de esperar que se obtivesse um resultado para a diferença de preços também próximos entre si. Porém, para a primeira hora ocorre apenas um incremento de 3,53 €/MWh e na segunda hora existe um incremento bastante superior, igual a 14,51 €/MWh. Este facto advém das propostas de venda que em cada hora são consideradas no despacho pela inexistência das fontes de PRE.

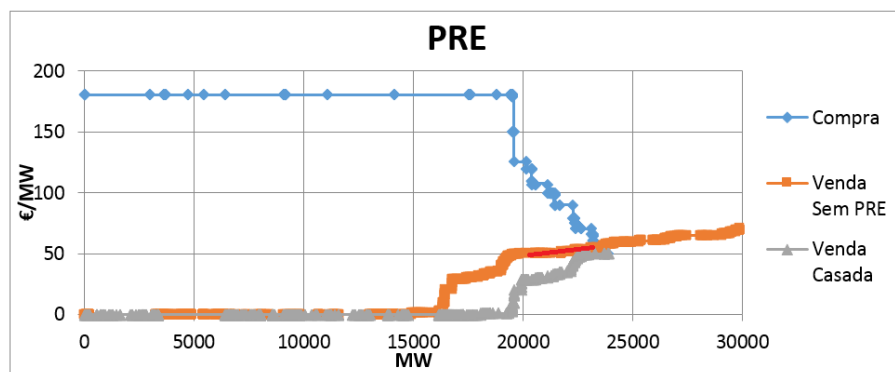


Figura 5.1: Curvas das ofertas de compra e venda para a hora 1 do dia 28 março de 2012 com PRE e sem PRE.

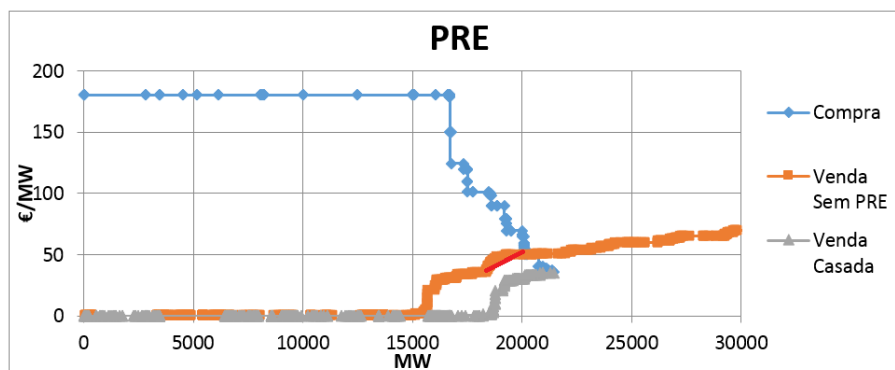


Figura 5.2: Curvas das ofertas de compra e venda para a hora 2 do dia 28 março de 2012 com PRE e sem PRE.

A linha a vermelho nas Figuras 5.1 e 5.2 ilustra a inclinação que as novas propostas de venda despachadas pela ausência da PRE provocam no preço de mercado. Por comparação das duas figuras é possível perceber que as propostas de venda no segundo caso ilustrado incrementam o preço de mercado mais rapidamente que no primeiro caso, resultando num aumento de preço significativamente maior.

Através da expressão (5.1) é possível relacionar a diferença de preços dos resultados com e sem PRE em função da energia retirada correspondente à energia proveniente da PRE. O fator 1000 presente nesta expressão destina-se apenas a permitir visualizar melhor os valores obtidos.

$$R = \frac{\Delta \text{Preço}}{\text{Energia retirada}} \times 1000 \quad (5.1)$$

Um dia que expressa bem a importância das propostas de venda no impacto da PRE nos preços de mercado é também o dia 28 de março de 2012. A Figura 5.3 representa graficamente os resultados obtidos pela aplicação da expressão (5.1) utilizando os dados presentes na Tabela 5.6.

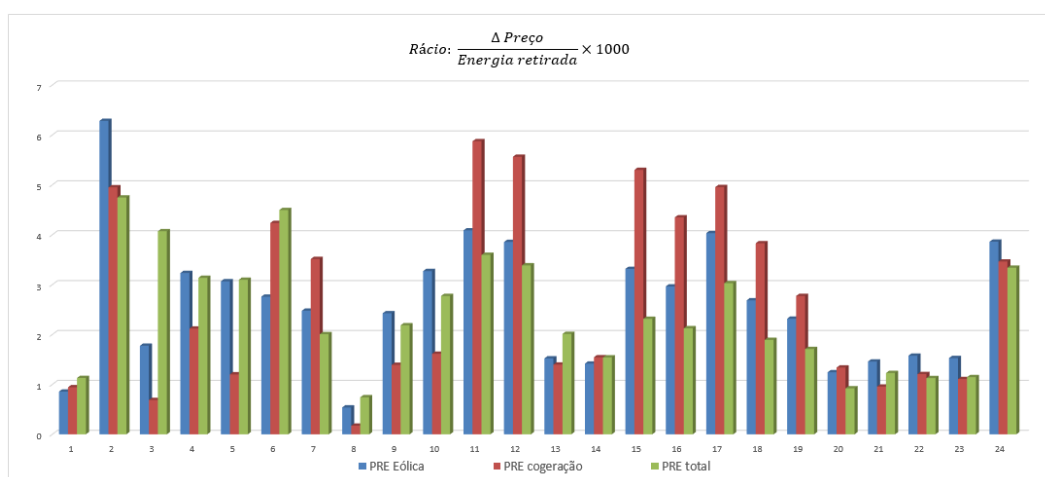


Figura 5.3: Rácio entre a diferença de preço sem e com PRE e a energia retirada correspondente à PRE para os valores presentes na Tabela 5.6.

Como se pode observar, a diferença de preço em função da energia retirada para a hora 2 é praticamente 5 vezes mais elevada se comparado com o valor da hora 1, tal como se esperava da análise das Figuras 5.1 e 5.2. Em relação à energia retirada para toda a PRE para este dia, esta oscila entre 2591,03 MWh para a hora 20, e 3543,43 MWh para a hora 13, não existindo *Market Splitting* em nenhuma das 24 horas deste dia.

Utilizando os valores médios diários do impacto da PRE nos preços de mercado apresentados na Tabela 5.10, e utilizando a expressão (5.1) é possível realizar uma análise análoga à anterior, porém agora para cada um dos dias analisados e não para cada uma das horas do dia.

A Figura 5.4 representa graficamente os resultados obtidos pela aplicação da expressão (5.1) para os valores médios diários presentes na Tabela 5.10.

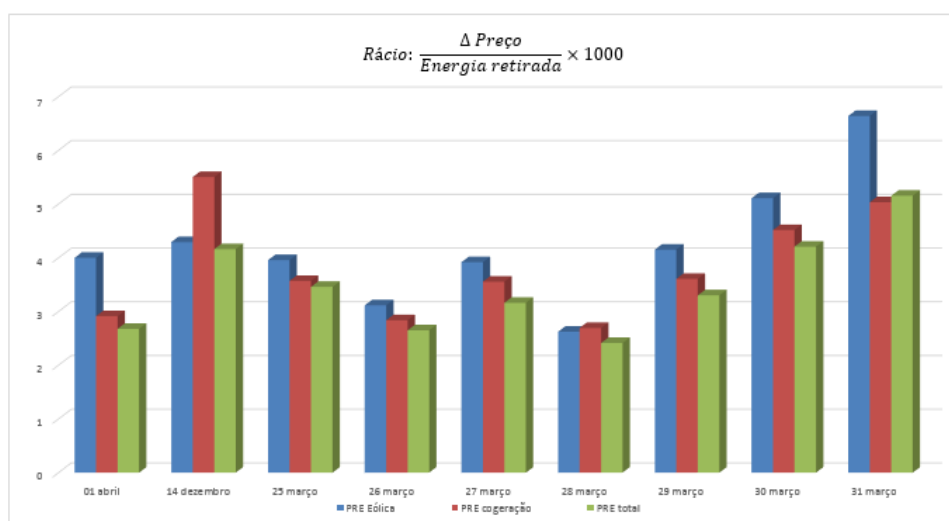


Figura 5.4: Rácio entre a diferença de preço sem e com PRE e a energia retirada correspondente à PRE para os valores médios diários presentes na Tabela 5.10.

Neste caso, ainda se pode observar uma variação significativa entre a diferença de preço obtida sem e com PRE em função da energia retirada. Porém, não existe uma dispersão tão elevada nos resultados como o que ocorria na Figura 5.3 pois estes são valores médios diários que agregam os resultados de todas as horas, de cada dia.

Analisando o valor médio da estimativa do impacto obtido para os dias 01 de abril e 14 de dezembro de 2012, dias com menor e maior produção em regime especial diária, é possível perceber que existe um impacto a nível dos valores absolutos de diferença de preços significativamente maior no segundo dia. Isto deve-se também ao facto do dia 01 de abril possuir níveis de PRE de tal forma diminutos que a inclinação da curva de venda não têm grande influência no resultado final, comparando com o dia com maior PRE diária.

Em todos os casos estudados em que foi utilizado o mecanismo de separação de mercados *Market Splitting*, a saturação das interligações ocorreu no sentido de Espanha para Portugal. Aquando deste fenómeno, o preço de fecho de mercado estimado para Portugal sem a presença da PRE sofre um grande aumento devido às tecnologias de produção mais caras existentes no nosso país em comparação com as tecnologias existentes no país vizinho. O dia em que este efeito mais se fez sentir foi o dia 14 de dezembro de 2012, como se pode comprovar pela Tabela 5.2. Neste dia, o aumento de preço devido à inexistência de toda a PRE entre as horas 3 e 7 rondou os 300%. Este aumento também pode ser justificado por este dia ser o dia com maior produção diária de PRE, como já mencionado anteriormente, pelo que, na ausência de PRE, existe uma maior necessidade de alimentar as cargas com fontes de produção portuguesas com preços elevados.

O elevado peso da PRE no diagrama de cargas do dia 14 de dezembro pode ser observado nas Figuras 5.5 e 5.6. Nestas figuras é possível observar o diagrama de cargas para o dia 14 de dezembro, e a contribuição de toda a PRE e apenas da PRE eólica para este dia.

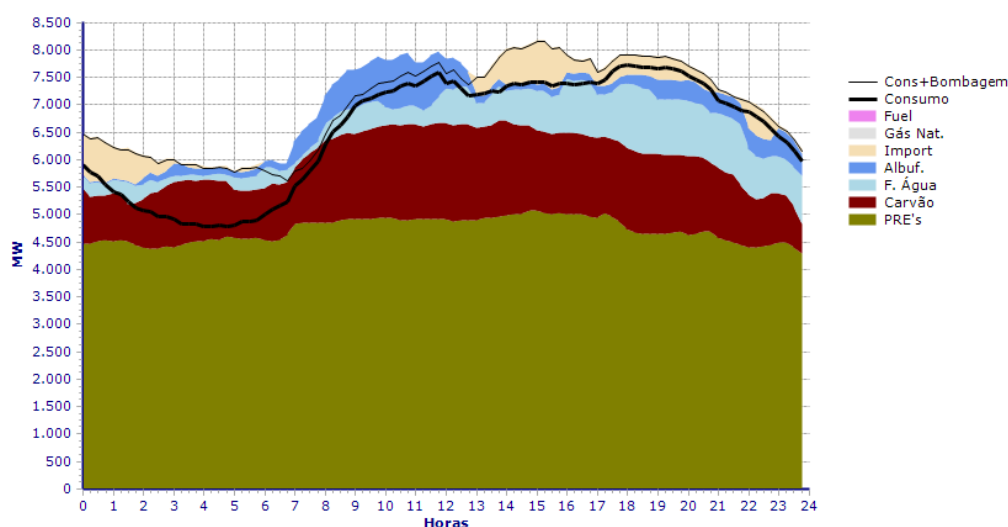


Figura 5.5: Diagrama do consumo total para o dia 14 de dezembro de 2012 [29].

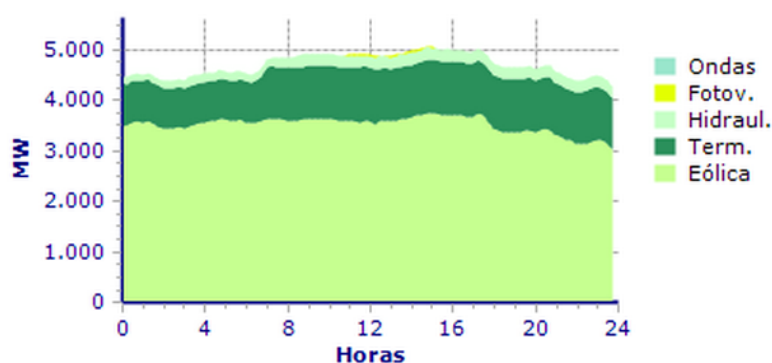


Figura 5.6: Diagrama da PRE para o dia 14 de dezembro de 2012 [29].

5.2.2 Análise dos Resultados – Estimativa do Impacto Tarifário

Os sobrecustos relativos à PRE provocam, salvo raras exceções, maiores custos de produção a nível tarifário. Para a presença da PRE ser benéfica é necessário que a estimativa do impacto tarifário, presente nas Tabelas 5.1 a 5.9, com PRE seja menor do que sem PRE. Ou seja, a diminuição de preço que a PRE provoca no mercado tem que compensar os sobrecustos que esta representa. Além do mais, após retirar a energia associada à PRE modelizada em propostas de venda com preço nulo, o ponto de cruzamento entre as curvas de venda e de compra sem PRE ocorre para uma quantidade de energia menor do que o que se verificava considerando a PRE nas propostas de venda. Esta redução da energia de compra total do sistema português leva a que seja mais difícil que o custo de produção estimado sem PRE seja mais elevado que o custo de produção estimado com PRE.

Em todos os casos em que existiu uma diminuição no valor obtido para a estimativa do impacto tarifário pela presença da PRE, o mercado encontra-se em *Market Splitting*, ou seja, o preço au-

mentou de tal forma que é suficiente para ultrapassar os sobrecustos provocados pela PRE. Mesmo assim, o custo de produção com PRE estimado nestes casos é só ligeiramente menor que o custo de produção estimado sem PRE, o que indica um benefício ligeiro, enquanto que nos restantes casos em que não existe benefício o impacto estimado é bastante prejudicial em relação à presença da PRE, com custos de produção estimados sem PRE muito menores do que com PRE.

Em todo o caso, deve salientar-se que o SEP é um sistema relativamente pequeno. Se, em contrapartida, estes valores fossem calculados num sistema elétrico com consumos mais elevados, o sobrecusto das PRE não teria um impacto tão expressivo nos custos de produção e seria mais fácil que a redução de preço de mercado existente pela presença de PRE no mercado se revelasse benéfica ou menos desvantajosa a nível tarifário.

A Figura 5.7 ilustra o elevado impacto que a PRE tem no preço de mercado para a hora 3 do dia 14 de dezembro de 2012. É perceptível que, devido à existência do *Market Splitting*, a energia proveniente de fontes de produção em regime especial perfaz grande parte da energia comprada pelo setor elétrico português. Aliando a importância que a PRE tem na alimentação da carga, aos custos de produção elevados de outras tecnologias de produção de energia em Portugal, o preço eleva-se de 20,32 €/MWh com PRE para 85,00 €/MWh sem PRE, o que corresponde a uma diferença de preço de 64,68 €/MWh.

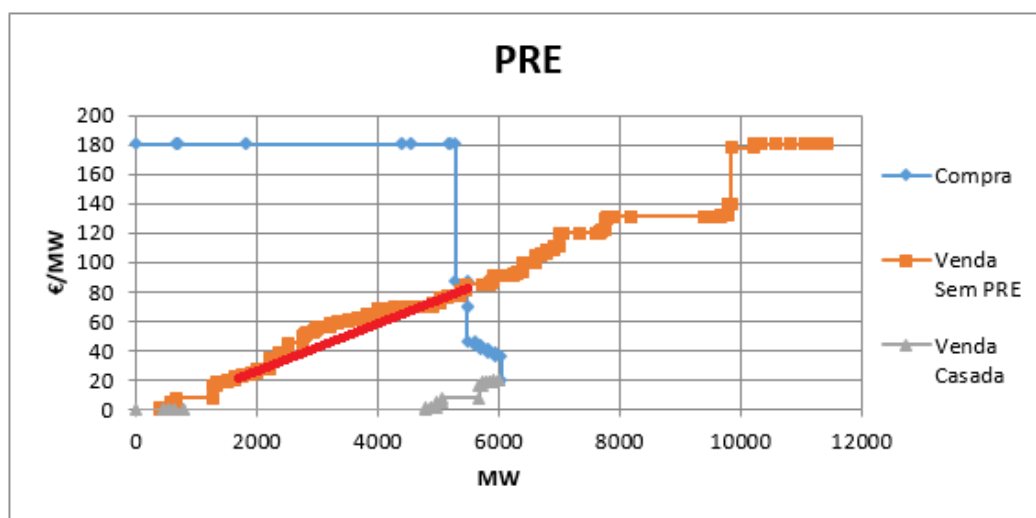


Figura 5.7: Despacho da hora 3 do dia 14 de dezembro de 2012.

Este elevado aumento de preço que ocorreria se a energia proveniente da PRE não estivesse presente faz com que a estimativa do impacto tarifário seja benéfica, tal como se pode verificar para a hora 3 na Tabela 5.2, em que a estimativa do impacto tarifário com PRE é igual a 462596,15 €/h e sem PRE é igual a 465766,00 €/h. A diferença entre estas estimativas é apenas de 3169,85 €/h, apenas 0,68% do custo de produção sem PRE. Portanto, mesmo numa situação como a descrita em que ocorreria uma elevação significativa do preço de mercado se a energia proveniente da PRE não estivesse presente, o benefício obtido é muito reduzido. Estes valores sugerem que os valores

atuais das tarifas *feed in* asseguradas à PRE são muito elevadas e dificilmente permitem compensar a redução de preço de mercado devido à presença da PRE nas curvas de mercado.

5.3 Resultados - Impacto da Potência Instalada em Parques Eólicos

Para finalizar, são apresentados os valores da potência instalada que seria necessário instalar em parques eólicos para reduzir o preço de mercado em 1 €/MWh utilizando as estimativas já apresentadas. Para isso, foi utilizada a expressão (4.4) e os valores presentes na Tabela 5.10 referentes à PRE eólica. Estes resultados estão condensados na Tabela 5.11, em que as unidades para o preço são €/MWh, para a energia MWh e para a potência MW.

Tabela 5.11: Potência instalada necessária para reduzir o preço de mercado em 1 €/MWh.

Dia	Preço (€/MWh)	PRE Eólica			Para reduzir 1 €/MWh	
		Preço (€/MWh)	Δ Preço (€/MWh)	Energia retirada (MWh)	Potência média necessária (MW)	Potência instalada necessária (MW)
01/abr	48,06	49,10	1,04	259,53	250,05	926,10
14/dez	41,79	56,93	15,15	3528,20	232,95	862,77
25/mar	45,97	47,90	1,93	487,71	252,70	935,93
26/mar	48,37	50,46	2,09	670,91	320,88	1188,45
27/mar	42,29	49,07	6,78	1730,46	255,18	945,12
28/mar	45,14	50,52	5,38	2050,27	381,15	1411,67
29/mar	40,29	46,99	6,70	1613,20	240,85	892,04
30/mar	44,59	48,77	4,18	818,51	195,72	724,88
31/mar	48,41	50,97	2,56	385,80	150,61	557,80
						938,31

A potência instalada necessária para reduzir o preço de mercado em 1 €/MWh em cada um dos dias tem um caráter inversamente proporcional ao andamento das colunas referentes à PRE Eólica presente na Figura 5.4. Quanto maior for a variação de preço por energia retirada menor será a necessidade de potência instalada para reduzir o preço de mercado.

Para ter uma noção mais realista da potência instalada necessária para reduzir 1 €/MWh seria necessário ter uma base de resultados mais alargada, possivelmente que abrangesse todo o ano de 2012. De qualquer forma, para os dados analisados neste trabalho seria em média necessário instalar 938,31 MW em parques eólicos para reduzir o preço de mercado em 1 €/MWh.

Considerando este impacto, e assinalando de novo o período limitado em que foi estimado, poder-se-ia indicar que face à potência instalada total de 4194 MW em parques eólicos, a PRE eólica teria em média um impacto de 4,47 €/MWh no sentido de reduzir o preço de mercado. Assinala-se mais uma vez que um valor mais consistente obrigaria a simular um período mais alargado de tempo e se se tivesse igualmente em conta a variabilidade das afluências hídricas. Estes valores agora apresentados devem ser entendidos como contribuições iniciais para esta avaliação [27].

Capítulo 6

Conclusões

6.1 Considerações Finais

A Produção em Regime Especial e as energias renováveis ganharam uma forte preponderância com a reestruturação do setor elétrico, muito devido à crescente consciencialização social que se desenvolveu nas décadas de 80 e 90. O setor elétrico foi um entre muitos setores a sentir transformações estruturais durante este período.

Anteriormente, o setor elétrico era caracterizado pela existência de monopólios verticalmente integrados, desde a produção até ao relacionamento com o consumidor final. Com a reestruturação, procedeu-se à desverticalização do setor e, conseqüentemente, surgiram novas empresas aumentando a competitividade em diversas áreas do setor. Foi igualmente criado um mecanismo de negociação de energia em ambiente de mercado, o mercado em *Pool*.

O MIBEL surge como resultado de uma política europeia para a criação de um mercado de energia europeu, o Mercado Interno Europeu, MIE. Através da reestruturação do setor elétrico começaram a surgir os primeiros mercados a englobar mais do que um país, conhecidos como mercados regionais, que poderão evoluir no sentido da criação do MIE. O início da criação do MIBEL remete-se a 2001 e o início de operação formal do *Pool* comum a 1 de julho de 2007. Com este mercado pretendia-se aumentar a concorrência nos dois países integrantes, beneficiando os consumidores de eletricidade dos mesmos, através da livre permissão de acesso ao mercado a todos os participantes, maior transparência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização do mercado. Por outro lado, pretendia-se igualmente favorecer o desenvolvimento dos mercados de eletricidade dos dois países através de uma metodologia de definição de preços de referência, única e integrada.

O impacto da PRE nos preços de mercado não poderia ser estudado sem antes perceber a integração deste tipo de produção de energia no setor elétrico português. A PRE é subsidiada a nível governamental, pelo que toda a sua produção entra prioritariamente no despacho. Assim, o total desta energia entra no *Pool*, pressionando o preço final no sentido da sua descida e é posteriormente pago a preços fixados a nível governamental.

O estudo do impacto da PRE nos preços de mercado foi dividido em termos da PRE eólica, da PRE cogeração e da PRE na sua totalidade. Os cálculos foram realizados para 9 dias do ano de 2012, o dia 14 de dezembro, que é o dia com maior PRE diária desse ano, o dia 01 de abril, que é o dia com menor PRE diária e para a semana de 25 de março a 31 de março, uma semana com valor total de PRE intermédio em todo o ano de 2012. Através dos resultados obtidos para estes dias foi possível perceber que existe um binómio que se relaciona entre si ao afetar a subida de preço devido à inexistência de PRE. Este binómio é constituído pela quantidade de energia associada à PRE existente e pelas ofertas de venda existentes que substituem a energia de PRE retirada do despacho. Por esta razão, existe uma grande variabilidade do impacto da PRE nos preços de mercado nas diferentes horas, mesmo considerando o mesmo dia. Foi possível concluir que as horas em que existiu um maior aumento de preço devido à eliminação da PRE coincidiram com as horas em que ocorreu o mecanismo de *Market Splitting*. Em todos os casos analisados este tipo de mecanismo existiu sempre pelo congestionamento das interligações no sentido de Espanha para Portugal. Assim, este grande aumento de preço justifica-se pelas tecnologias de produção de energia existentes em Portugal serem mais caras do que as existentes em Espanha.

Em algumas horas não existiu qualquer impacto no preço de mercado ao retirar a energia proveniente da PRE, o que se compreende pelo facto de a energia retirada não ser suficiente para alterar o preço associado ao ponto de cruzamento das curvas de procura e oferta. Com a estimativa do impacto tarifário realizada concluiu-se que existe uma tendência de aumento de custos devido à presença de PRE no mercado. Apenas em alguns casos em que se presencia o *Market Splitting*, devido ao elevado aumento de preço associado à inexistência de PRE, existe um benefício na estimativa do impacto tarifário. Pode assim concluir-se que a PRE provocou um aumento nos custos suportados pelos clientes finais nos períodos analisados.

Através do estudo do impacto da potência instalada em parques eólicos foi possível concluir que para os diferentes dias estudados existe um valor diferente da potência média necessária para reduzir o preço de mercado, tal como se esperava, pois é resultado da variabilidade da diferença de preços e da energia retirada. Considerando o período limitado de estimação não se pode apresentar um resultado final concreto que indique qual é a potência instalada necessária para reduzir o preço de mercado em 1 €/MWh. Porém, considerando a base de resultados analisada e ignorando a variabilidade de afluências hídricas o resultado obtido foi de 938,31 MW necessários para diminuir o preço de mercado em média de 1 €/MWh.

6.2 Trabalhos Futuros

De acordo com as limitações existentes à implementação da aplicação computacional, seria importante encontrar uma solução que permita obter os novos preços de mercado aquando da inexistência de energia proveniente de fonte de PRE de uma forma mais automática, rápida e robusta.

O aumento da base estatística utilizada permitiria obter resultados e conclusões mais concretas e pertinentes. Como exemplo, possuindo a estimativa de resultados para todo o ano de 2012 seria

possível estimar o impacto a nível tarifário da PRE de uma forma mais completa e robusta.

Como trabalho futuro poderia também estudar-se o impacto a nível tarifário de cada uma das fontes de PRE independentemente, possibilitando assim identificar qual a tecnologia de produção de energia em regime especial que mais influencia as tarifas pagas pelos consumidores finais.

Referências

- [1] João Paulo Tomé Saraiva, João Tomé Saraiva, José LP Pereira da Silva, Ma Teresa Ponce de Leão, José Luís Pinto Pereira da Silva, Maria Teresa Costa Pereira da Silva, e Ponce de Leão. *Mercados de Electricidade-Regulação e Tarifaço de Uso das Redes*. FEUP Edições, 2002.
- [2] C. Silva. Análise estatística dos resultados do mercado ibérico de eletricidade no ano de 2010, Junho 2011. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [3] João Paulo Tomé Saraiva. Organização de mercados produtores (wholesale markets), Setembro 2002.
- [4] Hermínio Moreira. A experiência europeia e ibérica de integração de mercados de energia eléctrica, Março 2011.
- [5] Luís Braga da Cruz. A liberalização do sector da energia, o mibel (mercado ibérico de electricidade) e o omip (operador do mercado ibérico de energia - pólo português).
- [6] Ricardo Faria. Previsão das estratégias competitivas dos produtores de energia eléctrica no mibel, Outubro 2012. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.
- [7] João Paulo Tomé Saraiva. Mercados de electricidade – uma introdução, Setembro 2007.
- [8] Portugal Global. O sector eléctrico. URL: <http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/PorquePortugal/Documents/O%20sector%20electrico.pdf> [último acesso em 2013-03-12].
- [9] IST. Breve caracterização do sistema eléctrico nacional. URL: https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/288542/1/Caracterizacao_SEN_ed0.pdf [último acesso em 2013-03-12].
- [10] ERSE. Comercializadores de Último recurso. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadoresregulados/Paginas/default.aspx> [último acesso em 2013-03-13].
- [11] Isabel Praça. Agentes inteligentes aplicados aos mercados de energia, Março 2007. GEDAC – DEI/ISEP.
- [12] P. d. Silva. O sector da energia eléctrica na união europeia: Evolução e perspectivas, 2007. Imprensa da Universidade de Coimbra.
- [13] REE. Quièn es red eléctrica de españa- presentación. URL: http://www.ree.es/quien_es/presentacion.asp [último acesso em 2013-03-14].

- [14] EDP. Sistema elétrico espanhol. URL: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx> [último acesso em 2013-03-18].
- [15] OMIP. Mibel. URL: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx> [último acesso em 2013-03-19].
- [16] ERSE. Mercado de eletricidade. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx> [último acesso em 2013-03-20].
- [17] OMIP. Omie. URL: <http://www.omip.pt/OMIP/OMIE/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx> [último acesso em 2013-03-21].
- [18] ERSE. Mercado a prazo. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx> [último acesso em 2013-03-20].
- [19] ERSE. Mercado diário. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx> [último acesso em 2013-03-21].
- [20] OMIE. Resultados de mercado. URL: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> [último acesso em 2013-03-21].
- [21] OMIE. Mercado intradiário. URL: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario/mercado-intradiario> [último acesso em 2013-03-21].
- [22] João Paulo Tomé Saraiva. Serviços de sistema, Setembro 2011. FEUP.
- [23] Jorge Esteves. Interligações e mercado de serviços de sistema - a realidade do mibel no contexto europeu, 4 de Março 2011. ERSE.
- [24] Regulamento tarifário do sector eléctrico, Julho 2011. ERSE.
- [25] Estrutura tarifária do setor elétrico em 2013, Dezembro 2012. ERSE.
- [26] Modelo de organização do mercado ibérico de eletricidade, Março 2002. ERSE e CNE.
- [27] A energia eólica em portugal 2012, 27 de Fevereiro 2013. REN.
- [28] Informação sobre produção em regime especial (pre) - portugal continental, 14 de Março 2013. ERSE.
- [29] REN. Estatística diária - sen. URL: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx> [último acesso em 2013-06-11].